

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
ESCUELA POLITECNICA SUPERIOR

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

RENTABILIDAD DE LA ENERGÍA
FOTOVOLTAICA EN ESQUEMAS
RETRIBUTIVOS DE BALANCE NETO

AUTOR: Javier López de la Manzanara Luengo

TUTOR: Julio Usaola García

Leganés, julio de 2015

RESUMEN

La tecnología fotovoltaica está demostrando la gran capacidad que tiene para reducir sus costes, logrando competir con las fuentes de energía convencionales y llegando a alcanzar la paridad de red en numerosos países. Este concepto suele ir ligado a la generación fotovoltaica para autoconsumo y al esquema de balance neto.

Este proyecto trata de analizar la rentabilidad, para un consumidor tipo medio, de realizar una instalación fotovoltaica destinada al autoconsumo bajo el modelo retributivo de balance neto. Para evaluar el impacto de este modelo, se ha llevado a cabo un estudio de la normativa que regula el autoconsumo en España.

Debido a la inexistencia en España de una normativa que regule las instalaciones de autoconsumo mediante el esquema de balance neto, el presente documento también se centra en estudiar la rentabilidad de la instalación fotovoltaica bajo el marco retributivo de autoconsumo actual y sus posibles modificaciones. De esta forma, el objetivo principal es ver cómo afectaría económicamente al consumidor, la entrada en vigor de la normativa de balance neto, respecto a la actual normativa de autoconsumo.

Este tema es de reciente actualidad en muchos países y, por ello, el proyecto también analiza los resultados obtenidos por países de referencia tanto dentro de la Unión Europea como fuera de ella, con el fin de comparar y extraer conclusiones de la experiencia y resultados obtenidos.

Palabras clave

Balance neto, autoconsumo, generación distribuida, eficiencia energética, paridad de red, tarifa eléctrica, consumidor residencial, energía fotovoltaica, energías renovables

ABSTRACT

Photovoltaic technology has shown a great ability to reduce costs, successfully manage to compete with conventional energy sources, and managing to reach the grid parity in many countries. This concept is often linked to the photovoltaic generation for self-consumption and net metering scheme.

This project aims to analyze the profitability for an average consumer in making a photovoltaic system for own consumption under the remuneration net metering model. In order to evaluate the impact of this model, a study has been conducted with regards to the regulations on self-consumption in Spain .

Due to the absence of legislation regulating self-consumption installations by net metering scheme in Spain, this paper also focuses on studying the profitability of the PV system under the current self-consumption compensation framework and any amendments thereto. Therefore, the main objective is to show how the entry into force of net metering rules, with regards to the current self-consumption regulation, would economically affect the final consumer.

This topic is currently relevant in many countries, therefore, the project also analyzes the results obtained by both EU and non EU countries, with the objective of comparing and drawing conclusion on the achieved results.

Keywords

Net metering, self-consumption, distributed generation, energy efficiency, grid parity, electric tariff, residential consumer, photovoltaic energy, renewable energies

ÍNDICE

LISTA DE GRÁFICAS	6-8
LISTA DE TABLAS	9-11
1. INTRODUCCIÓN	12-33
1.1. Contexto energético	12-22
1.1.1 Situación energética mundial	12-16
1.1.2. Situación energética europea	16-19
1.1.3. Situación energética española	19-22
1.2. Generación distribuida	23-24
1.3. Autoconsumo	24-30
1.3.1. Introducción y definición	24-26
1.3.2. Antecedentes del autoconsumo	26-30
1.4. Introducción Balance Neto	30-33
2. OBJETIVOS DEL TRABAJO FIN DE GRADO	34-35
3. BALANCE NETO FOTOVOLTAICO EN ESPAÑA	36-45
3.1. Introducción Sector Fotovoltaico en España	36-38
3.2. Características principales	38-39
3.3. Legislación sobre Balance Neto en España	40-45
3.3.1. Proyecto de Real Decreto sobre Balance Neto	40-42
3.3.2. Nueva propuesta de Real Decreto sobre autoconsumo	42-45
4. EXPERIENCIA INTERNACIONAL DE BALANCE NETO FOTOVOLTAICO	46-84
4.1. Introducción sector fotovoltaico en el marco internacional	46-50
4.2. Experiencias en la Unión Europea	50-71
4.2.1. Legislación sobre autoconsumo a nivel europeo	50-52
4.2.2. Experiencias de Balance Neto en la Unión Europea	52-71
4.2.2.1. Alemania	55-59
4.2.2.2. Italia	59-62
4.2.2.3. Reino Unido	62-66
4.2.2.4. Francia	66-68
4.2.2.5. Otros países europeos	69-71
4.3. Experiencias fuera de la Unión Europea	71-84
4.3.1. Estados Unidos (California)	72-74
4.3.2. Brasil	75-77
4.3.3. México	77-79
4.3.4. Chile	79-82
4.3.5. China	82
4.3.6. Japón	82-84

5. ANÁLISIS COMPARATIVO DE ESPAÑA RESPECTO A OTROS PAÍSES	85-92
5.1. Capacidad actual y potencial del sector fotovoltaico	85-86
5.2. Eficiencia del marco legislativo	86
5.3. Ayudas y tipologías de incentivos	86-88
5.4. Evolución de costes en los sistemas fotovoltaicos	89-90
5.5. Recurso solar	90
5.6. Alcance de la paridad de red	91-92
5.7. Características asociadas al Balance Neto	92
6. TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	93-107
6.1. Introducción	93
6.2. Células solares	94-102
6.2.1. Principio de funcionamiento	94-95
6.2.2. Tecnologías de células solares	95-96
6.2.3. Tipos de células solares	97-102
6.2.3.1. Células fotovoltaicas de silicio cristalino	97-98
6.2.3.2. Células fotovoltaicas con tecnología de lámina delgada	98-100
6.2.3.3. Células fotovoltaicas con tecnología III-V	100
6.2.3.4. Células fotovoltaicas con tecnología orgánica	101
6.2.4. Actualidad de tecnologías	101-102
6.3. Módulos fotovoltaicos	102-103
6.4. Tipos de instalaciones	104-106
6.4.1. Sistemas fotovoltaicos de conexión a red	104-106
6.5. Inversor fotovoltaico	106-107
7. ANÁLISIS DE RENTABILIDAD DE LA INSTALACIÓN	108-131
7.1. Introducción y características del análisis técnico-económico	108-110
7.2. Evolución de las tarifas eléctricas	111-115
7.3. Ubicación geográfica y características de la instalación	115-118
7.4. Forma de autoconsumo	118-122
7.5. Peaje de respaldo	122-124
7.6. Costes de la inversión en tecnología fotovoltaica	124-125
7.7. Período de recuperación de la inversión (caso actual)	124-129
7.8. Conclusiones	129-131
8. ANÁLISIS Y COMPARACIÓN DE RESULTADOS	132-141
8.1. Análisis producción-consumo	132-136
8.2. Período de recuperación de la inversión con Balance Neto	136-138
8.3. Comparación con otras modalidades de Balance Neto	138-139
8.4. Comparación con modelo UNEF	140-141
9. CONCLUSIONES	142-144
BIBLIOGRAFÍA	145-149

LISTA DE GRÁFICAS

- Gráfica 1. División del suministro energético mundial [*Agencia Internacional de la Energía (WEO 2013)* y *D. Secretaría Técnica de Repsol*]
- Gráfica 2. Consumo de energía final por sectores [*La energía como elemento esencial del desarrollo. Agustín Alonso Garrido. 2012*]
- Gráfica 3. Generación eléctrica mundial por fuentes de energía [*IEA Report. World Energy Outlook Special Report 2013: Redrawing the Energy Climate Map*]
- Gráfica 4. Emisiones de CO₂ por generación de electricidad [<http://www.sostenibleycreativa.org>]
- Gráfica 5. Política Energética Europea [*Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía*]
- Gráfica 6. Consumos de energía primaria por fuentes [*Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía*]
- Gráfica 7. Evolución de la potencia instalada en España [*Red Eléctrica Española*]
- Gráfica 8. Capacidad de intercambio en interconexiones internacionales [*Red Eléctrica Española*]
- Gráfica 9. Paridad de Red [*Eclareon*]
- Gráfica 10. Curvas de demanda energética y producción solar fotovoltaica en España [*Apuntes Escuela de Organización Industrial: Juan de Dios Bornay*]
- Gráfica 11. Curvas de autoconsumo instantáneo [*Apuntes Escuela de Organización Industrial: Juan de Dios Bornay*]
- Gráfica 12. Comparación de curvas de Generación FV vs. Consumo [*Eclareon*]
- Gráfica 13. Evolución de la potencia fotovoltaica instalada en España [*Elaboración propia a partir de datos CNMC*]
- Gráfica 14. Reparto de potencia fotovoltaica instalada en España [*Elaboración propia a partir de datos UNEF. Informe Anual 2014*]
- Gráfica 15. Autoconsumo Instantáneo [*Apuntes Escuela de Organización Industrial: Eduardo Collado*]
- Gráfica 16. Balance Neto [*Apuntes Escuela de Organización Industrial: Eduardo Collado*]
- Gráfica 17. Evolución de las instalaciones fotovoltaicas [*EPIA. Global Market Outlook for Photovoltaics 2014-2018*]
- Gráfica 18. Evolución de instalaciones fotovoltaicas en función de la conexión [*Apuntes Escuela de Organización Industrial: Luis Miguel Carrasco Moreno*]
- Gráfica 19. Evolución del LCOE fotovoltaico para consumidores residenciales (2009 – 1ª mitad 2014) [*Creara: PV Grid Parity Monitor. Residential Sector. Febrero 2015*]
- Gráfica 20. Evolución de las tarifas eléctricas para consumidores residenciales (2009 – 1ª mitad 2014) [*Creara: PV Grid Parity Monitor. Residential Sector. Febrero 2015.*]
- Gráfica 21. Evolución futura de los precios del sistema fotovoltaico [*UNEF. Informe Anual 2014. La energía fotovoltaica conquista el mercado*]
- Gráfica 22. Resumen Directiva 2009/28/CE [<http://www.afec.es>]
- Gráfica 23. Resultados de cuotas de energía procedentes de fuentes renovables de 2012 [http://es.wikipedia.org/wiki/Energías_renovables_en_la_Unión_Europea]
- Gráfica 24. Evolución de las instalaciones fotovoltaicas europeas 2000-2013 [*EPIA. Global Market Outlook for Photovoltaics 2014-2018*]
- Gráfica 25. Mapa radiación solar Europa [<http://energiasolarnovasol.com>]

Gráfica 26. Mapa de radiación global solar en Alemania [*European Comission. Joint Research Centre. PVGIS*]

Gráfica 27. Evolución del alcance de paridad de red en Berlín [*Creara: PV Grid Parity Monitor. Residential Sector. Febrero 2015*]

Gráfica 28. Evolución del alcance de paridad de red en Múnich [*Creara: PV Grid Parity Monitor. Residential Sector. Febrero 2015*]

Gráfica 29. Modelo de balance neto Scambio Sul Posto [*SunPower Corporation 2011*]

Gráfica 30. Mapa de radiación global solar en Italia [*European Comission. Joint Research Centre. PVGIS*]

Gráfica 31. Evolución del alcance de paridad de red en Roma [*Creara: PV Grid Parity Monitor. Residential Sector. Febrero 2015*]

Gráfica 32. Regulación fotovoltaica en Reino Unido [*SunPower Corporation 2011*]

Gráfica 33 Mapa de radiación global solar en Reino Unido [*European Comission. Joint Research Centre. PVGIS*]

Gráfica 34. Evolución del alcance de paridad de red en Londres [*Creara: PV Grid Parity Monitor. Residential Sector. Febrero 2015*]

Gráfica 35. Mapa de radiación global solar en Francia [*European Comission. Joint Research Centre. PVGIS*]

Gráfica 36. Evolución del alcance de paridad de red en París y Marsella [*Creara: PV Grid Parity Monitor. Residential Sector. Febrero 2015*]

Gráfica 37. Mapa de radiación global solar en Holanda y Bélgica [*European Comission. Joint Research Centre. PVGIS*]

Gráfica 38. Mapa de radiación solar mundial [<http://solargis.info>]

Gráfica 39. Evolución del alcance de paridad de red en Los Ángeles (California) [*Creara: PV Grid Parity Monitor. Residential Sector. Febrero 2015*]

Gráfica 40. Evolución del alcance de paridad de red en Sao Paulo [*Creara: PV Grid Parity Monitor. Residential Sector. Febrero 2015*]

Gráfica 41. Evolución del alcance de paridad de red en Ciudad de México [*Creara: PV Grid Parity Monitor. Residential Sector. Febrero 2015*]

Gráfica 42. Evolución del alcance de paridad de red en Copiapó y Santiago de Chile [*Creara: PV Grid Parity Monitor. Residential Sector. Febrero 2015*]

Gráfica 43. Evolución del alcance de paridad de red en Tokio [*Creara: PV Grid Parity Monitor. Residential Sector. Febrero 2015*]

Gráfica 44. Evolución de la capacidad fotovoltaica instalada [*Fuente: BDFER/IDEA. Boletín de Energías Renovables*]

Gráfica 45. Evolución de los precios de electricidad para consumidores domésticos [*UNEF. Informe Anual 2014. La energía fotovoltaica conquista el mercado*]

Gráfica 46. Mapa de radiación solar global en España [*European Comission. Joint Research Centre. PVGIS*]

Gráfica 47. Evolución del alcance de paridad de red en Madrid [*Creara: PV Grid Parity Monitor. Residential Sector. Febrero 2015*]

Gráfica 48. Evolución del alcance de paridad de red en Las Palmas de Gran Canaria [*Creara: PV Grid Parity Monitor. Residential Sector. Febrero 2015*]

Gráfica 49. Clasificación de semiconductores [<http://oscarperpinan.github.io/esf/ESF.pdf>]

Gráfica 50. Evolución de la eficiencia de las células fotovoltaicas [NREL. *National Renewable Energy Laboratory* (EEUU)]

Gráfica 51. Evolución de los precios de los módulos solares [PV exchange and global data, 2014]

Gráfica 52. Composición de un sistema fotovoltaico de conexión a red [<http://oscarperpinan.github.io/esf/ESF.pdf>]

Gráfica 53. Principales fabricantes mundiales de inversores fotovoltaicos [Greentech Media. *The global PV inverter landscape 2013*]

Gráfica 54. Perfil de consumo de un día de invierno [Elaboración propia]

Gráfica 55. Perfil de consumo de un día de verano [Elaboración propia]

Gráfica 56. Consumo y facturación horaria para el 3 de octubre de 2014 [<http://www.esios.ree.es/web-publica/>]

Gráfica 57. Zonas climáticas de España [<http://www.cleanergysolar.com/2011/11/10/mapa-y-tabla-de-las-zonas-climaticas-de-espana/>]

Gráfica 58. Características del módulo fotovoltaico de la instalación [Base de datos de System Advisor Model]

Gráfica 59. Características del inversor fotovoltaico de la instalación [Base de datos de System Advisor Model]

Gráfica 59. Análisis producción-consumo Pontevedra invierno [Elaboración propia]

Gráfica 60: Análisis producción-consumo Pontevedra verano [Elaboración propia]

Gráfica 61: Análisis producción-consumo Burgos invierno [Elaboración propia]

Gráfica 62: Análisis producción-consumo Burgos verano [Elaboración propia]

Gráfica 63: Análisis producción-consumo Salamanca invierno [Elaboración propia]

Gráfica 64: Análisis producción-consumo Salamanca verano [Elaboración propia]

Gráfica 65: Análisis producción-consumo Madrid invierno [Elaboración propia]

Gráfica 66: Análisis producción-consumo Madrid verano [Elaboración propia]

Gráfica 67: Análisis producción-consumo Huelva invierno [Elaboración propia]

Gráfica 68: Análisis producción-consumo Huelva verano [Elaboración propia]

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Regulación sobre autoconsumo en España *[Elaboración propia a partir de apuntes Escuela Organización Industrial: Eduardo Collado]*

Tabla 2. Objetivos de energía procedente de fuentes de energía renovable *[IDAE. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía]*

Tabla 3. Mecanismos de retribución de las energías renovables *[Elaboración propia]*

Tabla 4. Marcos de apoyo a las energías renovables en la UE *[<http://www.energíaysociedad.es>]*

Tabla 5. Tarifas del sistema de primas fotovoltaico en Reino Unido *[Elaboración propia a partir de <http://www.fitariffs.co.uk/eligible/levels/>]*

Tabla 6. Tarifas eléctricas fotovoltaicas para consumidores residenciales en Francia *[Elaboración propia]*

Tabla 7. Comparación de sistemas de tarifas por países *[Elaboración propia]*

Tabla 8. Ranking de fabricantes de módulos fotovoltaicos en 2013 *[Elaboración propia a partir de la fuente Solarbuzz]*

Tabla 9. Precios de la energía y peajes de acceso en 2013 *[Elaboración propia]*

Tabla 10. Valores medios de los precios de la energía y peajes de acceso en 2013 *[Elaboración propia]*

Tabla 11. Precios de la energía y peajes de acceso para tarifa PVPC en 2014 *[Elaboración propia]*

Tabla 12. Comparación de pagos por energía consumida *[Elaboración propia]*

Tabla 13. Radiación solar global media diaria anual *[Elaboración propia a partir de Documento Básico HE Ahorro de Energía]*

Tabla 14. Horas equivalentes de referencia para instalaciones fotovoltaicas *[Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre]*

Tabla 15. Zonas de referencia para la instalación fotovoltaica *[Elaboración propia]*

Tabla 16. Producción y horas equivalentes de referencia de la instalación fotovoltaica *[Elaboración propia]*

Tabla 17. Ingresos de la instalación fotovoltaica con tarifa TUR *[Elaboración propia]*

Tabla 18. Ingresos de la instalación fotovoltaica con tarifa PVPC fija *[Elaboración propia]*

Tabla 19. Ingresos de la instalación fotovoltaica con tarifa PVPC horaria *[Elaboración propia]*

Tabla 20. Análisis de costes de la instalación fotovoltaica para tarifa TUR *[Elaboración propia]*

Tabla 21. Análisis de costes de la instalación fotovoltaica para tarifa PVPC fija *[Elaboración propia]*

Tabla 22. Análisis de costes de la instalación fotovoltaica para tarifa PVPC horaria *[Elaboración propia]*

Tabla 23. Ahorros económicos producidos por la instalación para tarifa TUR *[Elaboración propia]*

Tabla 24. Ahorros económicos producidos por la instalación para tarifa PVPC fija *[Elaboración propia]*

Tabla 25. Ahorros económicos producidos por la instalación para tarifa PVPC horaria *[Elaboración propia]*

Tabla 26. Análisis de los costes derivados del peaje de respaldo *[Elaboración propia]*

Tabla 27. Ahorros económicos producidos por la instalación para tarifa TUR *[Elaboración propia]*

Tabla 28. Ahorros económicos producidos por la instalación para tarifa PVPC fija *[Elaboración propia]*

Tabla 29. Ahorros económicos producidos por la instalación para tarifa PVPC horaria *[Elaboración propia]*

Tabla 30. Costes de la inversión fotovoltaica en función de la potencia *[Elaboración propia]*

Tabla 31. Años de recuperación de la inversión en Pontevedra en función de la tarifa *[Elaboración propia]*

Tabla 32. Años de recuperación de la inversión en Pontevedra en función de la tarifa *[Elaboración propia]*

Tabla 33. Años de recuperación de la inversión en Pontevedra en función de la tarifa *[Elaboración propia]*

Tabla 34. Años de recuperación de la inversión en Burgos en función de la tarifa *[Elaboración propia]*

Tabla 35. Años de recuperación de la inversión en Burgos en función de la tarifa *[Elaboración propia]*

Tabla 36. Años de recuperación de la inversión en Burgos en función de la tarifa *[Elaboración propia]*

Tabla 37. Años de recuperación de la inversión en Salamanca en función de la tarifa *[Elaboración propia]*

Tabla 38. Años de recuperación de la inversión en Salamanca en función de la tarifa *[Elaboración propia]*

Tabla 39. Años de recuperación de la inversión en Salamanca en función de la tarifa *[Elaboración propia]*

Tabla 40. Años de recuperación de la inversión en Madrid en función de la tarifa *[Elaboración propia]*

Tabla 41. Años de recuperación de la inversión en Madrid en función de la tarifa *[Elaboración propia]*

Tabla 42. Años de recuperación de la inversión en Madrid en función de la tarifa *[Elaboración propia]*

Tabla 43. Años de recuperación de la inversión en Huelva en función de la tarifa *[Elaboración propia]*

Tabla 44. Años de recuperación de la inversión en Huelva en función de la tarifa *[Elaboración propia]*

Tabla 45. Años de recuperación de la inversión en Huelva en función de la tarifa *[Elaboración propia]*

Tabla 46. Años de recuperación de la inversión con Balance Neto en función de la tarifa *[Elaboración propia]*

Tabla 47. Años de recuperación de la inversión con Balance Neto en función de la tarifa *[Elaboración propia]*

Tabla 48. Años de recuperación de la inversión con Balance Neto en función de la tarifa *[Elaboración propia]*

Tabla 49. Comparación del sistema de tarifas por países *[Elaboración propia]*

Tabla 50. Comparación de la potencia máxima de las instalaciones por países *[Elaboración propia]*

Tabla 51. Comparación de la modalidad de excedentes y el plazo por países *[Elaboración propia]*

Tabla 52. Comparación de la titularidad de las instalaciones por países *[Elaboración propia]*

Tabla 53. Comparación de los sistemas de medición de la energía por países *[Elaboración propia]*

Tabla 54. Mecanismos de cupos de potencia anuales *[Elaboración propia a partir de la propuesta de UNEF de Balance Neto]*

Tabla 55. Comparación de Balance Neto entre el borrador de Real Decreto y el modelo UNEF *[Elaboración propia a partir de la propuesta de UNEF de Balance Neto]*

1. INTRODUCCIÓN

1.1. CONTEXTO ENERGÉTICO

1.1.1. Situación energética mundial

La energía es uno de los factores más importantes en el desarrollo del ser humano, y su disponibilidad favorece el desarrollo y bienestar de la sociedad. Gracias a ella, el ser humano puede realizar diversas actividades esenciales en el día a día.

Según las previsiones de la Agencia Internacional de la Energía la demanda de energía mundial va a crecer un 37% hasta 2040 en nuestro escenario de referencia y la distribución mundial de la demanda de energía va a cambiar más profundamente, con un uso de la energía casi estable en gran parte de Europa, Japón, Corea y Norteamérica, y un consumo creciente concentrado en el resto de Asia (el 60% del total mundial), África, Oriente Medio y América Latina [1].

Actualmente, la mayor parte de nuestra actividad depende de la disponibilidad de petróleo, gas natural y carbón. Estas fuentes de energía suponen alrededor del 80% del suministro de energía primaria a nivel mundial.

Pero se debe tener en cuenta que no se puede continuar con el nivel de gasto actual, ya que estos recursos no son ilimitados y en algún momento se pueden agotar. Según los informes de la Agencia Internacional de la Energía, en 2040, el suministro energético mundial se dividirá en cuatro partes, casi iguales: petróleo, gas, carbón y fuentes de bajas emisiones de CO₂ [1].

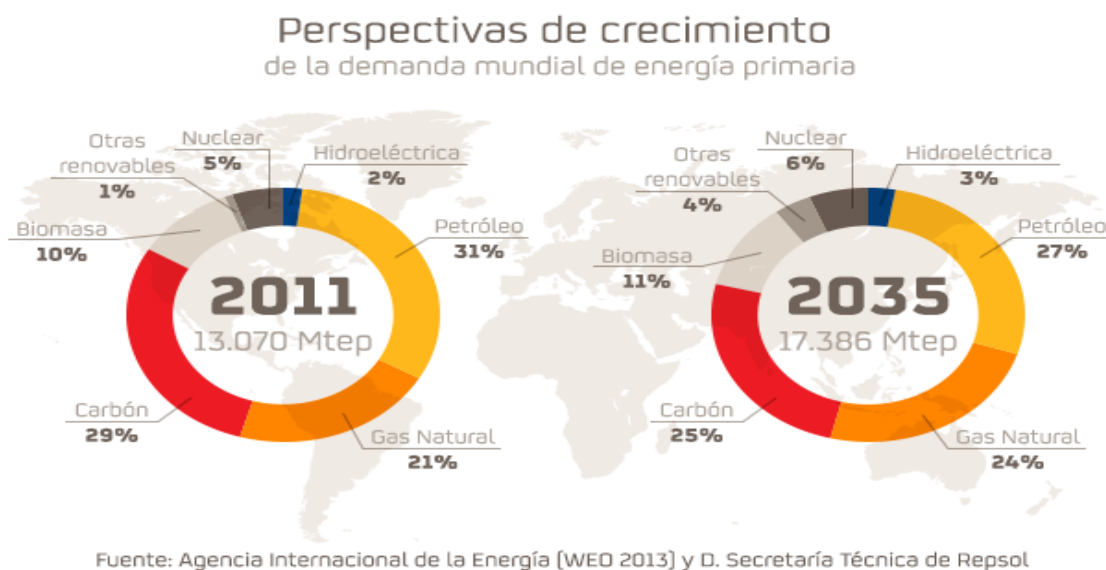


Gráfico 1. División del suministro energético mundial

El modelo de desarrollo económico actual, basado en el desarrollo de recursos energéticos limitados, tiene en su uso un problema muy importante, ya que su consumo genera efectos negativos en el medio ambiente. Una economía basada en el uso de este tipo de recursos verá comprometida también su competitividad debido al crecimiento de los precios de las materias primas energéticas y no garantiza la seguridad de suministro al ser dependientes del exterior.

El concepto de “desarrollo sostenible” fue creado en 1987 por la Comisión de Medio Ambiente y Desarrollo de Naciones Unidas, formulado como el Informe Brundtland, y que define el desarrollo sostenible como “el desarrollo que satisface las necesidades del presente sin comprometer la capacidad de las futuras generaciones para satisfacer sus propias necesidades” [2].

En definitiva, el desarrollo sostenible trata de garantizar tres objetivos principales en relación con la producción y consumo de energía:

- La competitividad y el progreso social: Disponibilidad de recursos energéticos para las futuras generaciones, para que puedan disponer de ellos de la misma manera que se satisfagan las necesidades del presente. No debe suponer un peligro para el crecimiento económico.
- Sostenibilidad medioambiental: Debe cuidarse el impacto que causa sobre el medioambiente la producción y consumo de energía y hacer un uso racional de los recursos disponibles.
- Seguridad energética: Debe garantizarse la continuidad del suministro a precios razonables.

Es muy importante, tener conciencia de lo que supondría el agotamiento de este tipo de recursos. La mayoría de las principales actividades que realizamos utilizan energía procedente de los recursos energéticos citados anteriormente, por ejemplo: transporte, suministro eléctrico, etc. Sin embargo, no se deben olvidar las dificultades que tiene una gran parte de la población en el acceso a los recursos energéticos, cuyo uso es insuficiente y que constituye un elemento imprescindible para el desarrollo humano.

Una de las preguntas más frecuentes respecto a este tema es: - ¿Para cuántos años se tienen recursos disponibles? La respuesta exacta no está muy clara, ya que la disponibilidad de estos recursos depende de diversos factores: como el nivel de población, el desarrollo tecnológico y por supuesto su consumo.

No obstante, las reservas de estos recursos son uno de los secretos mejor guardados, por lo que no se puede saber con exactitud la respuesta.

El nivel de consumo de los países desarrollados no garantiza el abastecimiento de energía ni facilita el acceso a la energía a los países en vías de desarrollo. Además las previsiones acerca de la disponibilidad de recursos podrían ser menores en el caso de que los países en vías de desarrollo empezaran a consumir al mismo nivel que los países desarrollados.

Según la Agencia Internacional de la Energía las tendencias de la demanda de petróleo varían considerablemente de una región a otra: por cada barril de petróleo que se deja de usar en los países de la OCDE, se usan dos barriles más en los no pertenecientes a la OCDE. La demanda de gas natural aumentará más de la mitad, lo que constituye el ritmo de crecimiento más rápido entre los combustibles fósiles y la demanda mundial de carbón aumentará cerca de un 15% hasta 2040, pero casi dos tercios de este aumento se registrarán durante los próximos diez años [1].

Por todo esto se debe plantear una evolución hacia un consumo energético más consciente. A continuación se va a mostrar un gráfico que refleja cómo está repartido el consumo en el año 2011. Se puede observar que la mayor parte del consumo de la energía, está destinada a los sectores de fabricación y transporte [3]. Según la Agencia Internacional de la Energía el mayor uso de petróleo para el transporte y la industria petroquímica provocará un aumento de la demanda, de 90 millones de barriles diarios de petróleo en 2013, a 104 millones en 2040, si bien los precios elevados y las nuevas políticas frenarán el ritmo del crecimiento del consumo en su conjunto, estabilizándolo [1].



Gráfica 2. Consumo de energía final por sectores

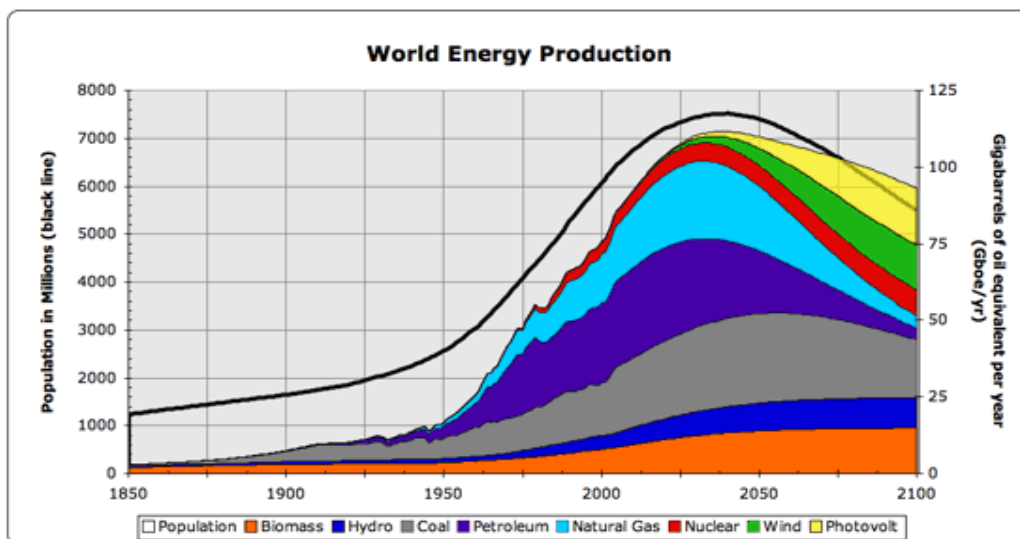
Sin embargo, no existe ninguna manera de convertir estos recursos en ilimitados, por lo que para garantizar la sostenibilidad del modelo energético, se deben poner en marcha

medidas para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y la dependencia de la economía de los combustibles fósiles.

Entre las principales soluciones para asegurar la sostenibilidad de modelo energético cabe destacar la mejora de la eficiencia energética, el desarrollo de las interconexiones pero sobre todo la implantación de energías renovables y nuevas tecnologías no consumidoras de recursos fósiles.

Se denomina energía renovable al tipo de energía que, por su naturaleza, se obtiene de fuentes naturales e inagotables, ya sea por la gran cantidad de energía que presentan o porque pueden regenerarse por medios naturales. Entre las energías renovables se encuentran la eólica, solar (térmica y fotovoltaica), maremotriz, biomasa y la geotérmica entre otras.

Se estima que las energías renovables representarán casi la mitad del incremento de la generación eléctrica mundial hasta 2040 [4].



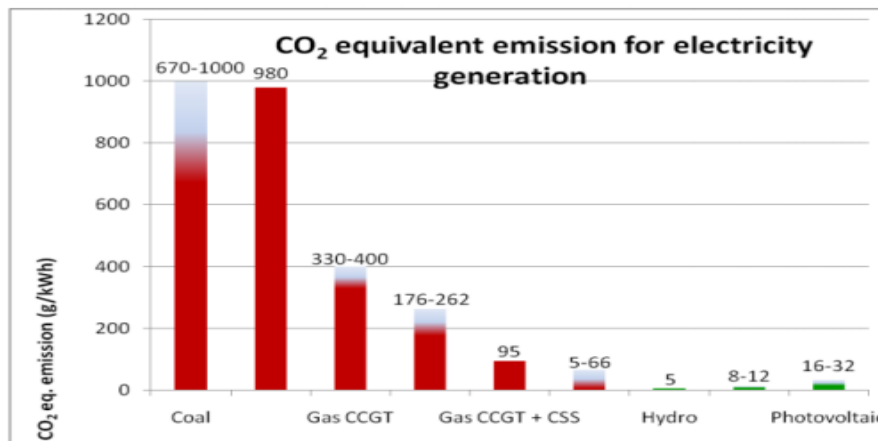
Gráfica 3. Generación eléctrica mundial por fuente de energía

Las energías renovables, pese a ser intermitentes e impredecibles y necesitar, de momento, el respaldo de las tecnologías tradicionales, tienen importantes ventajas que justifican su apoyo como llave de cualquier política energética.

- Reducción de la dependencia energética.
- Reducción de la volatilidad de los precios.
- Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero
- Palanca de crecimiento económico.

Uno de las principales razones por las que se está promoviendo su uso es porque son energías ecológicas. Aparte de por ser fuentes inagotables de energía, este tipo de energías

no producen gases de efecto invernadero ni otras emisiones, al contrario de lo que ocurre con los combustibles. Las emisiones de CO₂ son entre 16 y 32 veces menores con este tipo de energías inagotables respecto a las fuentes fósiles [3]. Solo la energía procedente de la materia orgánica o biomasa emite, en la combustión, dióxido de carbono. Además no presentan ningún riesgo suplementario, como el riesgo nuclear.



Gráfica 4. Emisiones de CO₂ por generación de electricidad

1.1.2 Situación de las energías renovables en Europa

La Unión Europea, está trabajando duro, para poner en marcha soluciones a todos los problemas causados por el uso excesivo de la energía.

En 1997 fue inicialmente aprobado el conocido Protocolo de Kioto elaborado por la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático con el fin de promover el desarrollo sostenible y que establece el claro objetivo de reducir en un 5,2% las emisiones de los llamados gases de efecto invernadero, que causan el calentamiento global, durante el período de 2008-2012 [5].

Los principios que deben orientar cualquier política energética son los siguientes:

- Seguridad de suministro. Suministro fiable, continuo y de alta calidad para todos los consumidores, es decir, un suministro universal a través de medidas como infraestructuras, fuentes de energía autóctonas o interconexiones.
- Competitividad. A los menores precios posibles, especialmente comparado con los países con los que compite. Para aumentar la competitividad hay que recurrir a conceptos como la transparencia, liberalización, creación de empleo, ahorro de la factura eléctrica, etc.
- Sostenibilidad medioambiental. Menor impacto medioambiental posible cumpliendo con los compromisos internacionales en la materia.

A diferencia de la apuesta de otros países como Estados Unidos por las técnicas de extracción no convencionales, la política energética europea está enfocada a una gran apuesta por las energías renovables y la eficiencia energética, ofreciendo solución a los principales retos energéticos.

En los últimos años, para intentar paliar el cambio climático, la Unión Europea ha apostado por una nueva medida, el 20/20/20, un nuevo plan que prevé nuevos y ambiciosos objetivos para 2020, concretamente los que se indican a continuación [6]:

- 1) Reducir las emisiones de los gases del efecto invernadero en un 20%.
- 2) Ahorrar un 20% en el consumo de energía mejorando la eficiencia energética.
- 3) El 20% del consumo de energía final debe provenir de fuentes de energías renovables, así como el 10% del transporte.



Gráfica 5. Política Energética Europea

Para el **primer objetivo** se debe hacer un uso más controlado de las fuentes limitadas de energía como el carbón, el petróleo o el gas natural y mejorar la eficiencia en el uso de los combustibles fósiles, para que se pueda avanzar en las tecnologías necesarias destinadas al desarrollo de las fuentes de energía renovable.

Otro recurso a tener en cuenta es que el gas natural libera mucho menos dióxido de carbono por unidad de energía que el resto de las fuentes convencionales. Mediante el uso de fuentes de energía renovables se van a ver reducidos factores como la contaminación y el calentamiento global.

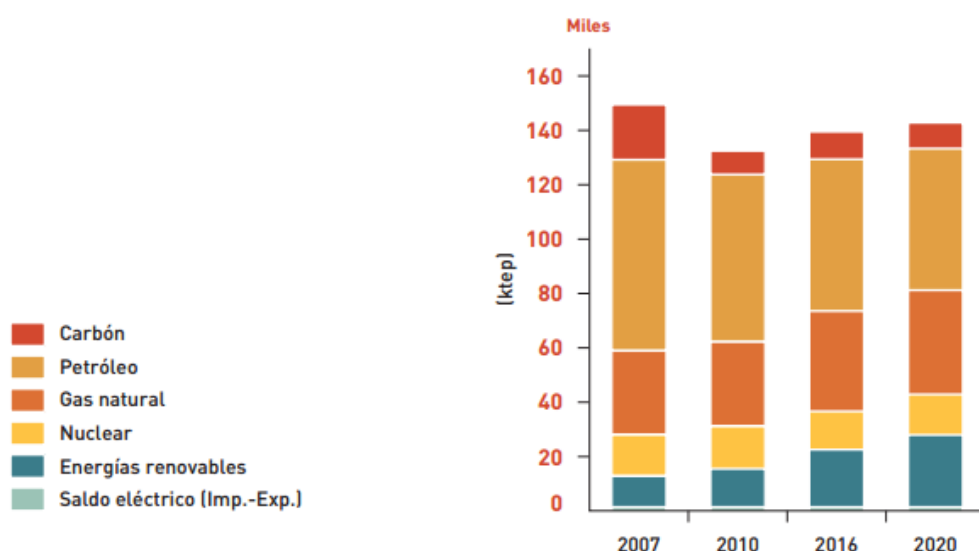
Para el **segundo objetivo** se necesita una reducción del consumo de la energía, ya sea por parte de un individuo o una organización, con el fin de disminuir costes y promover la sostenibilidad económica y el ahorro de energía.

Los sectores en los que se produce un mayor consumo de energía son el hogar y el transporte, donde ambos suponen casi un 60% del consumo total. [Gráfico 2]. En la actualidad el consumo eléctrico sigue aumentando, debido al aumento de la comodidad y del confort por parte del ser humano. Todo esto, además del gran consumo energético destinado a la calefacción y a la refrigeración del hogar, ya sea debido a la localización geográfica o clima o a la eficiencia de las instalaciones y el uso deseado, ha hecho que se aumente de forma considerable el consumo de energía en el hogar.

Como se ha visto anteriormente el sector del transporte influye de manera directa en el consumo de energía. Para contribuir a reducir el consumo energético se debe hacer un mayor uso del transporte público, conducir de forma eficiente y apostar por los modelos híbridos o eléctricos.

Para cumplir con el **tercer objetivo** aproximadamente un 40% de la producción de energía eléctrica debería provenir de energías limpias. Además se insiste en la integración de las energías renovables en otros sectores importantes como la edificación y transporte.

En el siguiente gráfico se muestra la evolución de los consumos de energía primaria por fuentes, desde hace unos años a lo que debería de conseguirse en 2020 para cumplir con los objetivos establecidos en el plan.



Gráfica 6. Consumos de energía primaria por fuentes

En los últimos tiempos se han definido también, por parte de la Comisión Europea, las hojas de ruta que deben seguir los países pertenecientes a la Unión Europea en su apuesta por las energías renovables, la eficiencia energética y la reducción de emisiones de CO₂.

– Hoja de ruta 2030: El 27% de la energía consumida debe provenir de energías renovables y se deben reducir los gases de efecto invernadero en un 40% con respecto a los niveles de 1990 [7].

– Hoja de ruta 2050: El 50% energía consumida debe proceder de energías renovables y se persigue conseguir una reducción de emisiones de gases efecto invernadero de alrededor de un 85-90% respecto a los niveles 1990 [8].

Además de estas hojas de ruta definidas, entre los objetivos destacados de la política energética europea es la de conseguir un mercado interno de energía, es decir, conseguir un mercado liberalizado y competitivo a través del desarrollo de las conexiones internacionales, en el que se tenga un precio único de energía.

Para llevar a cabo todos estos objetivos, se han tomado medidas en forma de programas y planes para su desarrollo.

- Plan Estratégico Europeo de Tecnología Energética – SET Plan. El Plan EETE (SET Plan) es el pilar básico de la política tecnológica en EU cuya función es centrar los esfuerzos en I+D de la UE en sólo seis tecnologías energéticas bajas en emisiones de carbono: energía solar fotovoltaica y solar de concentración, eólica, nuclear, la bioenergía y la red “smart cities” [9].
- Programa HORIZON 2020 (2014 – 2020): Son actividades de investigación e innovación en energía no-nuclear y cuyos objetivos son lograr una transición hacia un sistema energético fiable, sostenible y competitivo; incrementar la competitividad de la industria europea, y desarrollar un área europea de investigación en energía. Se centra en tres áreas destacadas: eficiencia energética, energía competitiva baja en carbono y ciudad y comunidades inteligentes [10].

1.1.3. Situación de las energías renovables en España

La energía renovable ha alcanzado un alto nivel de penetración en España, y estos niveles continuarán creciendo.

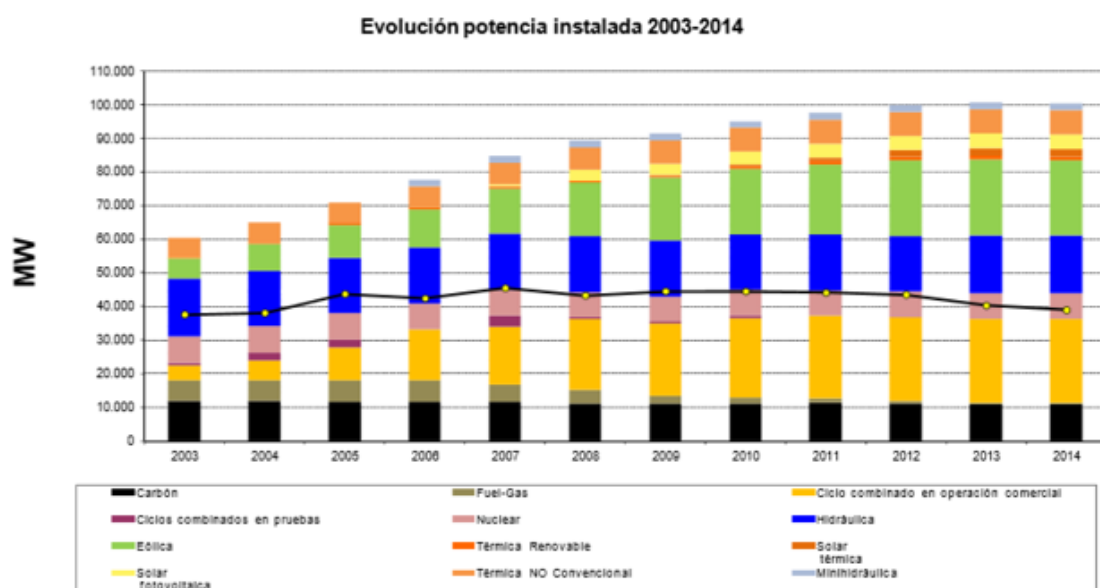
Las energías renovables en España constituyen un gran potencial muy superior a la demanda energética nacional, que en el año 2013 se encontraba a niveles de 2005 [11], y

a los recursos energéticos de origen fósil existentes, principalmente carbón, como una respuesta integral a los retos del aumento de los precios de los recursos utilizados por las fuentes convencionales (hidrocarburos) y a la contaminación ambiental.

El mayor peso de energías renovables en la estructura de generación de 2013 respecto a la del año anterior, ha reducido las emisiones de CO₂ del sector eléctrico peninsular a 61,4 millones de toneladas, un 23,1% inferiores a las de 2012. No obstante el modelo de producción de energía en España se caracteriza por su alta dependencia del exterior, más del 86% de los recursos energéticos utilizados en 2013 son importados [12].

Las energías renovables se han convertido en una parte importante del mix energético nacional, con una participación, según datos provisionales, del 14,2% en la energía primaria y del 38,9% en la generación de electricidad en 2013, año que se ha caracterizado por una mayor producción hidráulica y mayor recurso eólico [13].

Sin embargo, en la actualidad este sector pasa por un estancamiento en el desarrollo de nuevas instalaciones y muchas empresas españolas se han visto obligadas a impulsar sus negocios en el extranjero. Actualmente se vive un período de incertidumbre regulatoria.



A día de hoy, podemos asegurar que contamos con un alto grado de desarrollo y calidad de infraestructuras, a la vez que un mix energético muy diversificado y equilibrado de fuentes de generación, en el que las energías renovables gozan de un alto nivel de integración. Sin embargo, se ha producido un progresivo aumento de los costes regulados que han provocado que el precio pagado por los consumidores domésticos e industriales se sitúe entre los más altos de la UE, generando un gran descontento del consumidor.

Debido a un fuerte decrecimiento de la demanda, al incremento del déficit tarifario (más de 29.000M€) y sobre todo a la planificación de la regulación energética llevada a cabo, actualmente el impulso de las energías renovables se encuentra más que limitado con el nuevo marco retributivo. Todos estos cambios en el sistema de regulación se han debido a una compleja situación económica y financiera y al deseo de encontrar una solución al problema del déficit tarifario del sistema eléctrico y al gran incremento de los costes regulados.

Estos costes regulados incluyen muchos conceptos. Uno de los más importantes son los costes debidos a las primas por la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, (término recientemente eliminado por el RD 413/2014). En 2007 se reguló la actividad del régimen especial de producción a través del RD 661/2007, estableciendo un sistema de incentivos temporales para permitir una mayor competencia de este tipo de fuentes de energía. La respuesta a este decreto fue un fuerte incremento de la potencia instalada en eólica y sobre todo, de la fotovoltaica. Esto sería una gran noticia, sino fuera porque se cometieron graves problemas de planificación que supusieron que se disparara la capacidad instalada cuando los costes aún eran muy altos, en lugar de propiciar un desarrollo controlado.

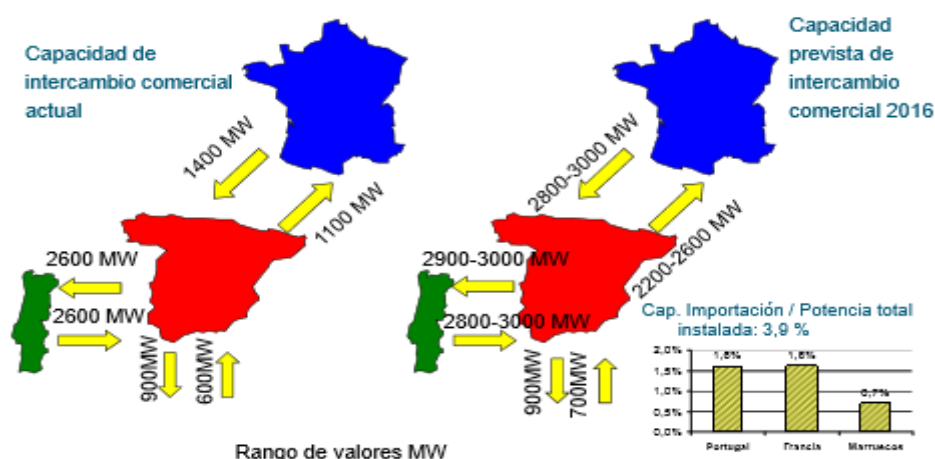
El ejemplo más claro de esta planificación llevada a cabo es el exceso de potencia instalada para la actual demanda de energía y cuyo excedente no se puede aprovechar debido a la falta de interconexiones internacionales (se considera a España como una “isla energética”) y a la imposibilidad de almacenamiento. En días con elevado recurso disponible, es imposible integrar toda la producción conseguida por las energías renovables y debe interrumpirse su producción para equilibrar la generación y la demanda. Además la seguridad del sistema requiere que exista una disponibilidad de potencia que de momento las energías renovables no pueden garantizar.

La integración segura de una cantidad importante de generación renovable en el sistema eléctrico español es deseable y beneficiosa. Sobre estos aspectos se centran los principales retos en la penetración de energías renovables en el sistema eléctrico. Algunos ya se han conseguido gracias a las medidas que se han adoptado y otros están surgiendo con el único objetivo de integrar a las energías renovables en el sistema. A continuación se muestran algunos de estos retos descritos:

- Mayor participación en el control de tensión. Componente tecnológica relacionada con los huecos de tensión producidos que pueden ocasionar pérdidas en el proceso de generación de energía.
- Generación renovable no gestionable debido a la gran variabilidad de producción, la difícil predictibilidad y a la independencia entre producción y necesidad. Red

Eléctrica de España (REE) puso en marcha un Centro de Control para Energías Renovables (CECRE) para garantizar la gestión y supervisión de estas fuentes de energía y favorecer su integración.

- Potencia de reserva para garantizar su disponibilidad cuando el sistema la requiera a través de energía que sea gestionable.
- Interconexiones internacionales. Se está estudiando aumentar la capacidad de intercambio internacional, en especial con Francia, para así lograr los objetivos de ratio de interconexión del 10% establecido por la Unión Europea. (Actualmente tan solo cumple con el 4,6%).



Gráfica 8. Capacidad de intercambio en interconexiones internacionales

- Desarrollo y refuerzo de la red de transporte y de distribución para las congestiones ocasionadas.
- Integración del vehículo eléctrico en el sistema eléctrico. Para que la integración sea eficiente es necesaria una gestión inteligente de la recarga de los vehículos eléctricos
- Gestión de la demanda por parte del consumidor para facilitar la integración de las energías renovables, minimizando los vertidos. Se busca optimizar el uso de infraestructuras aumentando las horas de funcionamiento e incrementar la seguridad de suministro.
- Generación distribuida y capacidad de almacenamiento.
- Autoconsumo y balance neto.

Es en estos últimos retos donde se centra el enfoque de este proyecto. Para una mayor integración de las energías renovables es necesario pensar en un futuro en el que la generación distribuida y el autoconsumo sean conceptos clave en el sistema eléctrico.

1.2.GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Hasta hace relativamente poco tiempo, la mayor parte de la energía eléctrica era generada de forma centralizada, por grandes centrales eléctricas, en donde la energía se transportaba a los consumidores desde grandes distancias. Todo esto implicaba la existencia de infraestructuras eléctricas necesarias para realizar las funciones de transporte desde la generación hasta el consumo.

Todo esto evolucionó pasando a lo que hoy en día se conoce como generación distribuida, en el que las instalaciones de pequeñas fuentes de generación eléctrica se encuentran cerca de los puntos de consumo, dando lugar a un mayor aprovechamiento de las redes eléctricas. No existe una definición establecida definitiva para este concepto, pero algunas referencias la definen como:

- Según el Consejo Internacional sobre Grandes Sistemas Eléctricos (CIGRE), la generación distribuida se refiere a todos los generadores con una capacidad máxima de 50 MW a 100 MW, conectados al sistema eléctrico de distribución y que no están diseñados de forma centralizada. No considera generación distribuida a los generados instalados por compañías eléctricas manejados por el operador de la red eléctrica de transporte [14].
- La Agencia Internacional de la Energía la definió como “la producción de energía en las instalaciones de los consumidores o de la empresa distribuidora, suministrando energía directamente a la red de distribución en baja tensión” [14].

Resumiendo, la generación distribuida hace referencia a instalaciones de pequeña potencia instaladas en puntos cercanos al consumo conectadas a la red de distribución. Una parte de esta generación es consumida por la misma instalación y el resto se puede exportar a la red de distribución. En España, todos los centros de generación de renovables con una potencia instalada total mayor de 5 MW son controlados por el CECRE (visto anteriormente).

La generación distribuida en España surgió con la ley 54/1997 de la mano del concepto normativo de generación de régimen especial para aquellas instalaciones con una potencia instalada inferior a 50 MW, teniendo un carácter retributivo y normativo distinto de aquellas centrales de generación con participación en el mercado mayorista “pool” y donde se introdujeron esquemas de mercado en actividades como generación y comercialización [15]. La generación distribuida cuenta con algunas barreras que ralentizan su completo desarrollo a las que hay que sumar componentes técnicos y

económicos, pero también tiene numerosas ventajas para el sistema eléctrico, como las siguientes:

- Ahorro de la factura energética.
- Ayuda a la sostenibilidad medioambiental al utilizar fuentes de energía renovable.
- Mejora el suministro de energía en periodos de gran demanda
- Mejora la fiabilidad y eficiencia del sistema y de la calidad del servicio eléctrico y por tanto la competitividad del mercado.
- Se reducen costes de inversión en transmisión y distribución.
- Se reducirían pérdidas al no tener grandes distancias desde el punto de producción al de consumo.

Aún quedan desafíos pendientes en materia de avance tecnológico (contadores inteligentes, almacenamiento) y de integración de la red (redes inteligentes) y optimización del sistema.

1.3.AUTOCONSUMO

1.3.1. Introducción

El autoconsumo se basa en que los propios consumidores (tanto domésticos como industriales) puedan producir su propia energía mediante pequeñas instalaciones situadas en el punto de consumo. Se trata de un tipo de instalaciones muy adecuadas para el aprovechamiento de las energías renovables, fotovoltaica y eólica principalmente. Así los consumidores pasan a ser propietarios de las unidades de producción.

El concepto del autoconsumo viene a decir que, por ejemplo, un usuario doméstico puede consumir la energía que él mismo genera en su propia casa, gracias al uso de fuentes de energía renovable. El problema de esta energía es que es impredecible, por ello no se consume todo lo que se genera, y en muchos momentos necesitamos consumir de la red.

Otro de los inconvenientes que plantea, es la dificultad de gestionar los excedentes de energía, la energía generada y no consumida en ese mismo instante se pierde. Las diferencias entre el perfil horario de generación y el perfil de consumo, provocan que no se pueda aprovechar toda la energía generada por la instalación propia, por lo que se genera un vertido indeseado por no poder consumirlo.

Hasta ahora la única forma de conseguir evitar el vertido ha sido mediante el empleo de acumuladores, que incrementan considerablemente la inversión de la instalación. Un banco de baterías puede llegar a representar hasta el 40% de la inversión total de una instalación, lo cual hace económicamente inviable su uso.

Según la Ley 24/2013 recogida en el BOE se entiende por autoconsumo “el consumo de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación conectadas en el interior de una red de un consumidor o a través de una línea directa de energía eléctrica asociadas a un consumidor” y distingue las siguientes modalidades de autoconsumo [16]:

1. Modalidad de suministro con autoconsumo. Para instalaciones que no estén dadas de alta en el Registro administrativo de producción de energía eléctrica. Cuando se trate de un consumidor que disponga de una instalación de generación, destinada al consumo propio, y conectada en el interior de la red de su punto de suministro.
2. Modalidad de producción con autoconsumo. Cuando se trate de un consumidor asociado a una instalación de producción debidamente inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica conectada en el interior de su red.
3. Modalidad de producción con autoconsumo de un consumidor conectado a través de una línea directa con una instalación de producción. Cuando se trate de un consumidor asociado a una instalación de producción debidamente inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica a la que estuviera conectada a través de una línea directa.
4. Cualquier otra modalidad de consumo de energía eléctrica procedente de una instalación de generación de energía eléctrica asociada a un consumidor.

Esta ley establece la obligación de inscribirse en el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica, para el cual se tiene que establecer su organización y el procedimiento de inscripción [16]. Por tanto, hasta que no se conozca cómo realizar la inscripción no es posible legalizar ninguna instalación de autoconsumo constituida a partir de la entrada en vigor de la citada ley del sector eléctrico.

Actualmente se vive una época de incertidumbre en este sector. Sólo en 2013 se aprobaron tres leyes y dos Reales Decretos Ley que afectaban al sector eléctrico [17]. Además la posible aplicación de un peaje de respaldo al autoconsumo tal y como figuraba en el borrador de Real Decreto presentado por el Gobierno dentro del paquete de la reforma energética de julio de 2013 ha creado mucho desconcierto en el sector renovable, pese a no estar aprobado.

Antes de entrar a tratar el objetivo central de este proyecto sobre la comparación de la rentabilidad de una instalación de autoconsumo bajo la normativa vigente frente a la rentabilidad de una instalación de autoconsumo basada en esquemas de Balance Neto, (analizaremos más adelante este concepto), vamos a hacer un breve repaso al marco

normativo nacional respecto a la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables destinadas al autoconsumo.

Para ello hablaremos del concepto de régimen especial, que pese a su reciente desconsideración, aparece en la normativa nacional establecida en lo referente al autoconsumo y que apareció por primera vez en el RD 661/2007. El ya extinto Régimen Especial se aplicaba en España a la evacuación de energía eléctrica a las redes de Distribución y transporte, mediante el tratamiento de residuos, biomasa, cogeneración, eólica o solar.

1.3.2. Antecedentes autoconsumo

- La Ley 54/1997 del sector eléctrico (derogada por la Ley 24/2013), incluía el concepto de autoprodutor en la definición de productor. En el artículo 9 especificaba que: “Los productores de energía eléctrica, que son aquellas personas físicas o jurídicas que tiene la función de generar energía eléctrica ya sea para su consumo propio o para terceros, así como la de construir, operar y mantener las centrales de producción” [18].
- La Ley 38/1992 en el artículo 64 de impuestos especiales, establece que la energía eléctrica destinada al autoconsumo de los titulares de las instalaciones está exenta al régimen de impuestos especiales, así como el autoconsumo en instalaciones de producción, transporte o distribución [19].
- El Real Decreto 1955/2000, en el artículo 60, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, establece que el acceso a la red de distribución es un derecho para productores, según quedan definidos en la Ley 54/1997, que pueden producir tanto para autoconsumo total como parcial [20]:
 1. “Tendrán derecho de acceso a la red de distribución los productores, los autoprodutores, los distribuidores, los comercializadores, los agentes externos y los consumidores cualificados”
 2. “Este derecho solo podrá ser restringido por la falta de capacidad necesaria, cuya justificación se deberá exclusivamente a criterios de seguridad regularidad o calidad de suministro”
 3. “El acceso a la red de Distribución tendrá carácter regulado y estará sometido a las condiciones técnicas, económicas y administrativas que fije la Administración”

- El Real Decreto 661/2007, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, derogado por el RDL9/2013, reconocía, en su artículo 16 la posibilidad de que una instalación generadora en régimen especial no llegara a verter energía neta a la red de distribución, como ocurre en el caso de una instalación cuya producción se destinase a autoconsumo total. La empresa distribuidora tenía la obligación de suscribir dicho contrato de acceso. Igualmente ocurriría en el caso de una instalación de autoconsumo parcial, puesto que en ese caso parte de la producción sí se vuelca a la red y lógicamente las condiciones técnicas del vertido deberán ser acordadas [21].
- El Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), aprobado por el RD 842/2002 define en su ITC-BT-40 tres tipos de instalaciones, que se resumen a continuación:
 - a) Instalaciones generadoras aisladas: aquellas en las que no puede existir conexión eléctrica alguna con la Red de Distribución Pública.
 - b) Instalaciones generadoras asistidas: aquellas en las que existe una conexión con la Red de Distribución Pública, pero sin que los generadores puedan estar trabajando en paralelo con ella.
 - c) Instalaciones generadoras interconectadas: aquellas que están normalmente trabajando en paralelo con la red de Distribución Pública.

Las instalaciones destinadas a autoconsumo se engloban dentro de las instalaciones generadoras interconectadas, ya que aunque su conexión se realiza en la red interior, trabajan en paralelo con la Red de Distribución Pública. Las instalaciones de autoconsumo parcial necesitarían contadores para cuantificar la energía vertida a la red, mientras que las de autoconsumo total estarían exentas. Además, en el apartado 4.3.3 de esta Instrucción Técnica, se establece que la instalación generadora interconectada deberá disponer de un interruptor automática para no perturbar el correcto funcionamiento de la red [22].

- 4.3.3 “Equipos de maniobra y medida a disponer en el punto de interconexión. En el origen de la instalación interior y en un punto único y accesible de forma permanente a la empresa distribuidora de energía eléctrica, se instalará un interruptor automático, sobre el que actuarán un conjunto de protecciones. Éstas deben garantizar que las faltas internas de la instalación no perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas y en caso de defecto de estas, debe desconectar el interruptor de la interconexión que no podrá reponerse hasta que exista tensión estable en la Red de Distribución Pública” [22].

El REBT ya contempla la posibilidad de que una instalación generadora no vierta energía a la red, ya que el contador solo será necesario si se prevén vertidos de energía a la red de distribución.

- El Código Técnico de la Edificación (CTE) aprobado en el RD 314/2006 ya contempla la posibilidad de conectar las instalaciones solares fotovoltaicas ubicadas en edificios, en puntos de conexión que no pertenezcan a la compañía distribuidora, como es el caso de instalaciones de autoconsumo total o parcial de energía.

El Código Técnico contiene un Documento Básico de Ahorro de Energía donde se establecen las exigencias básicas en materia de eficiencia energética y energías renovables que deben cumplirse en los edificios de nueva construcción y los ya existentes [23].

- El Real Decreto 1699/2011 regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia que resulta de aplicación para aquellas instalaciones en régimen especial u ordinario no superior a 100 kW. La salida de este Real Decreto dejaba abierto un camino para el Régimen de Balance Neto, donde se podrían instalar numerosas instalaciones de energías renovables competitivas. A día de hoy no se ha aprobado el correspondiente borrador del Real Decreto que regule el Balance Neto.

Esta normativa se centra en temas administrativos y determina el procedimiento de acceso y conexión de las instalaciones, las condiciones técnicas a cumplir y los procedimientos de medida y facturación. Además, exime a las instalaciones de potencia menor o igual a 10 kW de los avales necesarios para tramitar la solicitud de acceso a la red de distribución de nuevas instalaciones de producción en régimen especial [24].

Más tarde se podrá ver con más detalle este Real Decreto, conocido también como el Real Decreto que regula el autoconsumo, que por tanto resulta ser la base legal de acceso y conexión de cualquier instalación doméstica fotovoltaica que se quiera realizar.

Como ya se ha dicho anteriormente, este real decreto regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, pero prioritariamente se centra en temas administrativos como condiciones de solicitud, procedimientos de conexión, entre otros temas.

Este real decreto es de aplicación a instalaciones de régimen ordinario y régimen especial, cuyas potencias no sean superiores a 100 kW y utilicen alguna de las siguientes energías: Solar, eólica, geotérmica, olas, hidroeléctricas o biocarburante [24].

Posteriormente se ha vivido una época convulsa en la normativa referente al pago de primas de las tecnologías de origen renovable y se ha desarrollado un marco regulatorio nuevo para el sistema eléctrico que ha paralizado en cierta manera el autoconsumo, haciéndolo únicamente viable si se realiza de manera instantánea. A continuación, se relatan dichas normativas:

- La entrada en vigor del Real Decreto-Ley 1/2012 (por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la suspensión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos), establecía la suspensión indefinida de las primas a la producción de electricidad renovable que se instalasen a partir de 2012 [25].

Sólo en 2013 se aprobaron tres leyes y dos Reales Decretos que afectaban al marco regulatorio del sistema eléctrico. En diciembre de 2013 se aprueba la nueva ley del sector eléctrico en la que entre otras cuestiones se modifica la retribución a las instalaciones renovables ya construidas antes de 2012 (para ajustarla a una “rentabilidad razonable” del 7,5%). La reforma completa del régimen de las renovables, cogeneración y residuos, se realiza mediante la aprobación de:

- El Real Decreto-Ley 9/2013, donde se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. Para el sector renovable, y en especial el fotovoltaico, supone una medida fundamental, ya que modifica el sistema de retribución de las instalaciones existente con carácter retroactivo, eliminando el sistema vigente hasta el momento y teniendo validez sobre el pasado [26].
- Ley 24/2013 del Sector Eléctrico, que regula el autoconsumo de energía y fija los criterios de revisión de parámetros retributivos y el establecimiento del régimen retributivo específico mediante procedimientos de concurrencia competitiva. Se distinguen además las cuatro modalidades de autoconsumo citadas anteriormente y sus obligaciones de contribuir a los costes y servicios del sistema cuando la instalación de generación esté conectada a la red.

Por último, también se señala que el Gobierno establecerá las condiciones administrativas y técnicas para la conexión a la red de las instalaciones con autoconsumo (aún no se saben) y las económicas para que las instalaciones de la modalidad b) vendan al sistema la energía no autoconsumida [27].

En 2014 se aprobaron dos normas que desarrollaron la Ley 24/2013 en lo relativo al sistema de apoyo de las renovables.

- Real Decreto 413/2014, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Sustituye la tarifa regulada que percibían las instalaciones del RD 661/2007 por un régimen retributivo específico formado por dos conceptos: retribución a la inversión por unidad de potencia y retribución a la operación por unidad de energía generada. Más adelante profundizaremos en estos aspectos [28].
- Orden IET/1045/2014, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos [29].

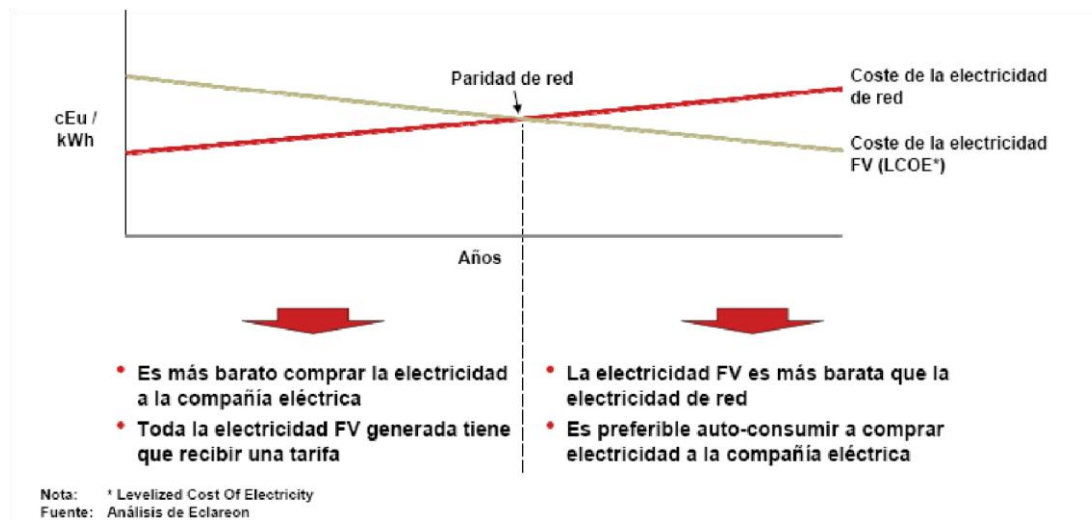
Las tecnologías más apropiadas para la modalidad de autoconsumo son la energía fotovoltaica y la energía mini eólica, debido a su facilidad de instalación en los edificios. Para que el autoconsumo se pueda desarrollar tiene que existir una normativa adecuada que permita regular las instalaciones y establecer un procedimiento administrativo.

A día de hoy, es posible hacer instalaciones de autoconsumo total o parcial totalmente legales, sin embargo queda pendiente de regular el Balance Neto. El objetivo de este proyecto consistirá en analizar si además de posible, es rentable para un consumidor doméstico medio el generar su propia energía a partir de fuentes renovables, como la fotovoltaica, mediante la normativa de aplicación actual en España y comparar con otras alternativas de autoconsumo, como el Balance Neto, como se verá más adelante.

1.4. INTRODUCCIÓN BALANCE NETO

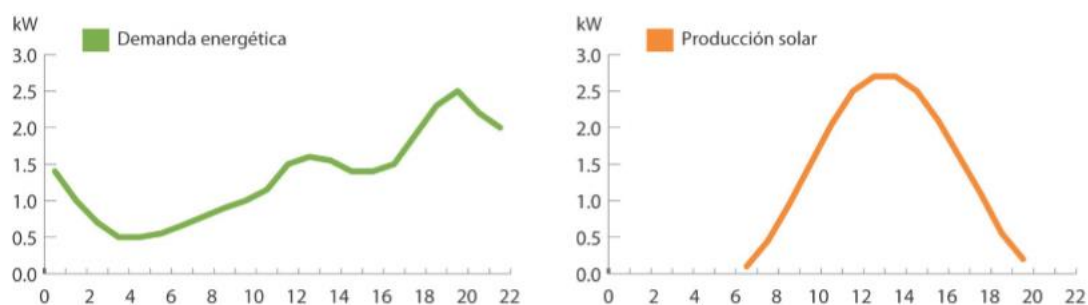
Antes de definir el balance neto, hay que hablar de otro concepto que va estrechamente ligado al desarrollo de esta actividad, y es el concepto de paridad de red. Se entiende por paridad de red el punto de indiferencia entre la compra de energía eléctrica al sistema o la autoproducción mediante un sistema fotovoltaico [30]. No obstante y a pesar de su importancia, este punto no se ha alcanzado aún en algunos países protagonistas de este tipo de modalidad de autoconsumo.

La paridad de red es el momento en que el precio de la electricidad en los puntos de consumo (el precio que paga el consumidor final) es igual al precio que cuesta producir dicha electricidad en los puntos de consumo, como se ve en la siguiente imagen [31]. Más tarde se analizarán todos los costes involucrados en la generación renovable a partir de la tecnología fotovoltaica, ya que depende de muchos factores como la localización, componentes utilizados, producción, etc.



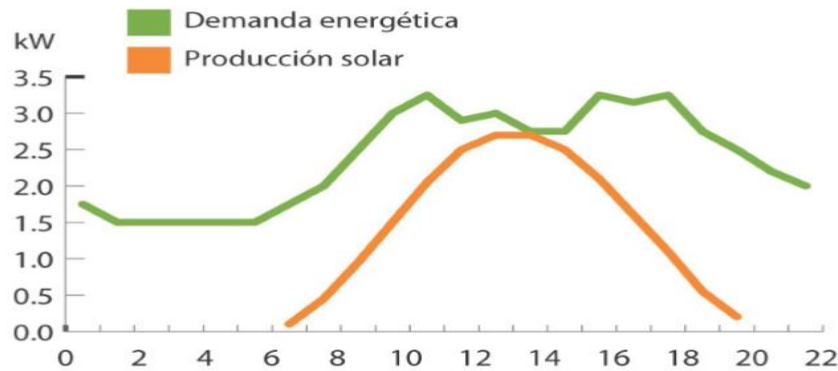
Gráfica 9. Paridad de Red

Por desgracia la curva de generación de un sistema fotovoltaico es diferente a la curva de demanda de un consumidor doméstico, por lo que es muy difícil conseguir la autosuficiencia sin acceder a la red. En los períodos de mayor consumo, normalmente por la noche, no se produce generación fotovoltaica, por lo que se va a necesitar la energía precisada de la red. Hasta ahora la única forma de conseguir evitar el vertido ha sido mediante el empleo de acumuladores. En las siguientes imágenes se puede observar la curva de demanda energética tipo para una vivienda unifamiliar y la curva de producción solar fotovoltaica de una instalación de 3 kW para un día tipo con gran recurso solar.



Gráfica 10. Curvas de demanda energética y producción solar fotovoltaica en España

Las instalaciones de autoconsumo planteadas en la actualidad en España, aunque sin mucho éxito, son las de autoconsumo instantáneo, donde toda la energía producida se debe consumir en el momento sin verter electricidad a la red. Esta forma de autoconsumo no es tan eficiente ya que las instalaciones se dimensionan muy por debajo del consumo medio anual, por lo que la inversión es menos rentable.

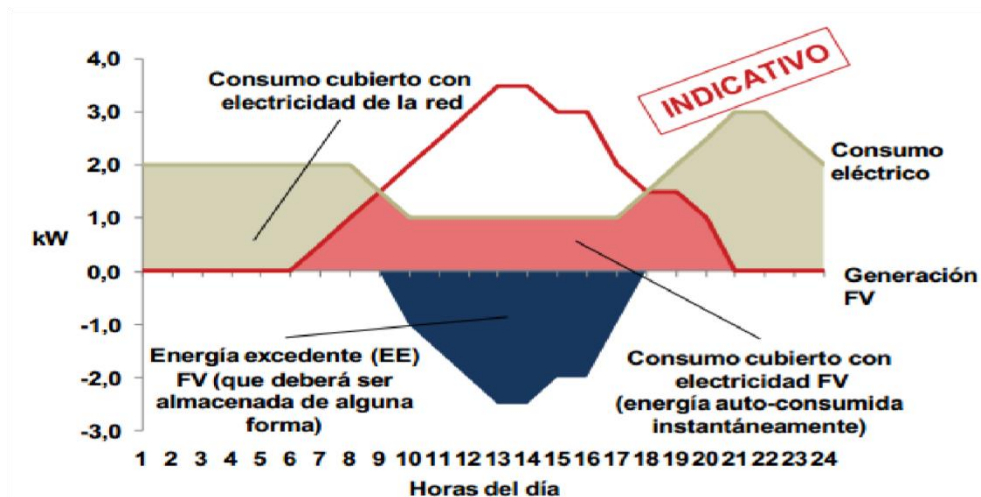


Gráfica 11. Curvas de autoconsumo instantáneo

La alternativa que se plantea en este proyecto es la denominada como **régimen de balance neto**.

Se define la modalidad de suministro de balance neto como aquel sistema de compensación de saldos de energía de manera instantánea o diferida, que permite a los productores la producción individual de energía para su propio consumo para compatibilizar su curva de producción con su curva de demanda. Este sistema es especialmente interesante para las instalaciones de generación de energía eléctrica con fuentes renovables no gestionables, como eólica o solar, ya que les permite adecuar su producción al consumo sin necesidad de acumulación. Con este sistema, si la demanda es superior a la producción, se importa energía de la red, y cuando la demanda sea inferior a la producción, se exporta energía a la red.

El autoconsumo mediante un sistema de balance neto es una medida muy útil para potenciar la generación de energía distribuida. Gracias al balance neto la energía que produce la instalación y no se utiliza en el momento (excedente) se vierte a la red y se usa posteriormente, bien devuelta en forma de crédito energético (descontando la producción de electricidad inyectada a la red) o bien de forma económica. Así la red eléctrica se utiliza para gestionar la energía producida, sustituyendo la función que tendrían las baterías.



Gráfica 12. Comparación de curvas de Generación Fotovoltaica vs Consumo

A día de hoy, esto aún no está regulado en España. Sin embargo, este sistema ya se ha utilizado en muchos países que tienen regulado el autoconsumo, con excelentes resultados. Más adelante se verá cómo de importante es realmente el alcance de la paridad de red para el desarrollo del balance neto y se profundizará en la experiencia de los países que lo han implementado.

2. OBJETIVOS DEL TRABAJO FIN DE GRADO

El objetivo del presente documento consiste en analizar la rentabilidad y viabilidad de una instalación fotovoltaica para un consumidor tipo medio en España mediante el régimen de autoconsumo bajo el modelo retributivo de balance neto.

Se estudiarán los beneficios de la implantación de este modelo de autoconsumo para el consumidor y su afección tanto a nivel económico como social y medioambiental. Además, se realizará una comparación con algunos países que ya han implantado este sistema y se analizarán los resultados obtenidos, de forma que se pueda extraer conclusiones sobre cómo afectaría este modelo de autoconsumo a los consumidores residenciales en España, modelo pendiente de aprobación en España.

El autoconsumo es una herramienta que sólo tiene sentido si evita costes al sistema eléctrico y abarata los costes en la factura eléctrica en un determinado período de tiempo sin suponer un sobrecoste para los no autoconsumidores.

La idea principal de este modelo de autoconsumo, es que al propietario de este tipo de instalaciones se le reconozca el esfuerzo por ahorrar en su factura eléctrica y por contribuir a una mayor eficiencia y sostenibilidad energética. Se considera al balance neto como una de las claves para convertir el autoconsumo en una herramienta doméstica basado en la generación distribuida y renovable, al permitir adecuar la producción a la demanda con la ventaja de poder gestionar los excedentes producidos con la red. Un factor muy importante para que se pueda desarrollar este modelo, es el plazo con el que se cuenta para poder consumir los excedentes que se han cedido a la red, todavía sin definir.

Debido a que no ha salido el Real Decreto definitivo que regule este tipo de instalaciones, se vive un momento de incertidumbre en este sector. Por todo esto, también se estudiará la rentabilidad de estas mismas instalaciones bajo el marco retributivo actual y se tendrá en cuenta para el análisis, el último borrador de real decreto de autoconsumo lanzado, donde se incluía el concepto de “peaje de respaldo”.

Este estudio de viabilidad económica se realizará en cinco zonas de la geografía española, teniendo en cuenta el RD 14/2010 donde se determinan cinco zonas climáticas y el número de horas de sol equivalentes para cada zona señalada. Este estudio permitirá hacer una comparación para ver cómo influye la radiación solar en la eficiencia de las instalaciones realizadas. Para ello se utilizará el software conocido como **System Advisor Model** (SAM), modelo de carácter financiero y de planificación y evaluación de instalaciones de tecnología renovable, diseñado para facilitar la toma de decisiones para

las personas involucradas en la industria de las energías renovables. Más adelante se hablará con más detalle de esta herramienta.

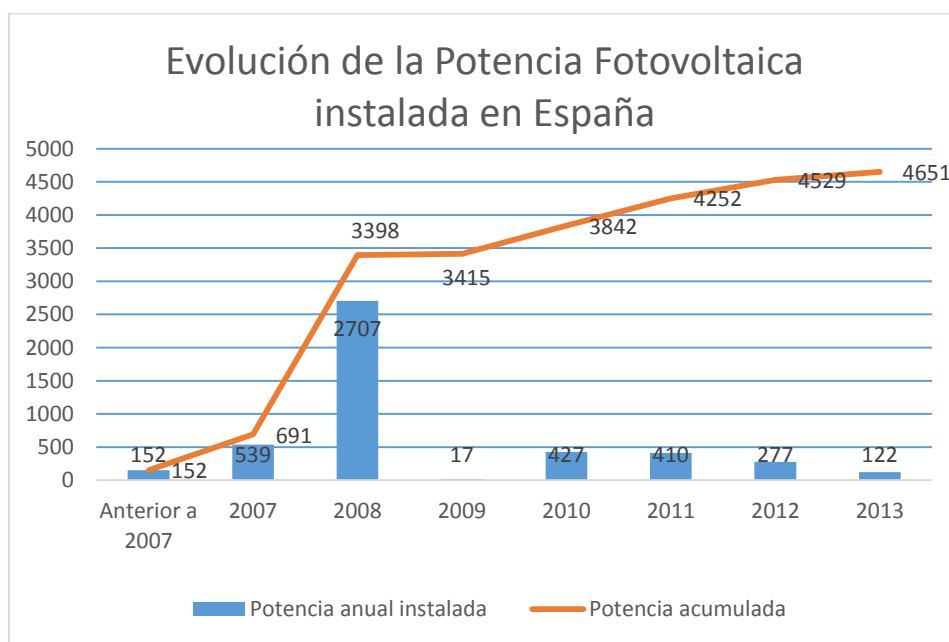
Posteriormente se analizará con más detalle la viabilidad en caso de que el marco normativo no fuera el español, sino el de otros países con experiencia reconocida en instalaciones de autoconsumo.

Por último, se reflejarán las conclusiones obtenidas mediante estos estudios económicos, con el fin de poder dar una opinión real sobre la viabilidad de este tipo de sistemas en España y poder ofrecer propuestas que se puedan considerar en este sentido.

3. BALANCE NETO FOTOVOLTAICO EN ESPAÑA

3.1. INTRODUCCIÓN SECTOR FOTOVOLTAICO EN ESPAÑA

La capacidad del sistema fotovoltaico al término de 2013 en España es de 4651 MW (datos recogidos por CNMC) [32]. Como se puede observar en la gráfica, la evolución de la potencia instalada a lo largo de los años no ha sido constante, ya que el 60% de la misma, 2707 MW, se instaló en 2008, dejando el resto de años muy por debajo de estas cifras.



Gráfica 13. Evolución de la potencia fotovoltaica instalada en España

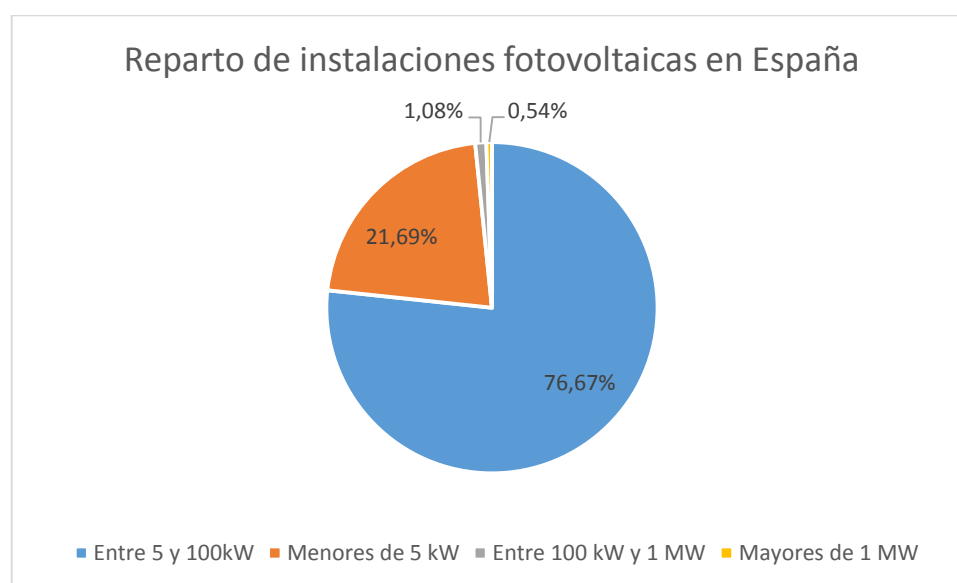
Este pico de potencia instalada en 2008 es debido, en parte, a la promulgación del RD 661/2007. En él se establecían unas condiciones muy atractivas de inversión, con un sistema retributivo que suponía una seguridad jurídica y una garantía para sobre todo los pequeños inversores. Tanto es así que el 82% de la potencia instalada en 2008 corresponde a rangos de potencia de entre 5 y 100 kW, con una prima de 45c€/kWh [17].

Además, esta normativa llevó a la construcción de parques fotovoltaicos de gran potencia, divididos a su vez en propiedades de 100 kW de potencia máxima para aprovechar esas condiciones ventajosas, llevando al error por parte de los inversores de no mirar más allá del punto de vista económico, perdiendo de vista el factor de ahorro y gestión eficiente de la energía. De hecho, a modo de ejemplo, todos los parques eólicos percibían la misma tarifa o prima con independencia de su número de horas equivalentes.

Todo esto finalmente dio lugar a un crecimiento desmesurado y sin control de la potencia fotovoltaica instalada en el 2008. Con el objetivo, de intentar llevar a cabo un mejor control de las nuevas instalaciones, apareció el RD 1578/2008 que propició que en el año 2009 sólo se instalaran 17 MW, cambiando el modelo de clasificación, en vez de por potencia, ahora se realizaría por lugar de instalación (tejado pequeño, grande o suelo).

Otro aspecto a tener en cuenta en la regulación de estas instalaciones aparece en el RD 1/2012, que cierra el procedimiento de pre-asignación de retribución y suprime los incentivos económicos de nuevas instalaciones de generación de energía por medio de fuentes renovables. De hecho, los últimos 122 MW de 2013 corresponden a un registro en los años anteriores, que no se llegaron a instalar hasta ese año.

Según datos de CNMC, a diciembre de 2013 hay 60.698 instalaciones fotovoltaicas, de las que el 76,67% corresponde a instalaciones de tamaño entre 5 y 100 kW, el 21,7% a instalaciones menores de 5 kW acogidas al RD 661/2007. En porcentajes menores se encuentran las 655 instalaciones entre 100 W y 1 MW (1,08%), y las 330 instalaciones mayores de 1 MW (0,55%) [17].



Gráfica 14. Reparto de potencia fotovoltaica instalada en España

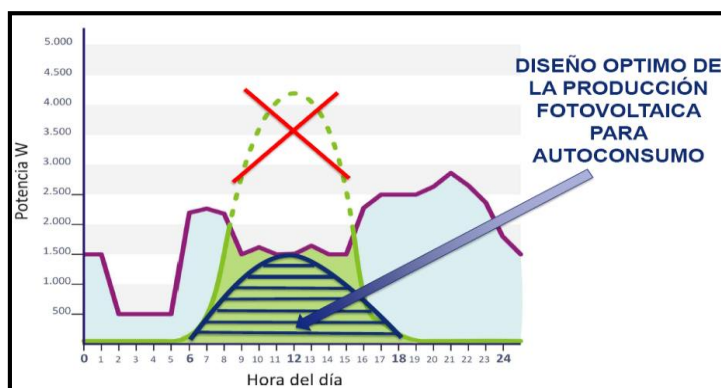
No existen datos actuales de la potencia instalada en 2014, sin embargo se cree que 2014 haya sido el peor año, cubriendo solo instalaciones pequeñas de autoconsumo instantáneo, y debido en parte debido a la introducción del nuevo Real Decreto 413/2014. Este RD reconoce a las instalaciones una retribución (a la inversión por unidad de potencia y a la operación por unidad de energía generada) tal que hace que todas obtengan la misma rentabilidad, con independencia del rendimiento de cada una de ellas, por tanto no incentiva la eficiencia de la instalación.

Además, el hecho de que los parámetros retributivos puedan modificarse cada tres años, ahuyenta cualquier posibilidad de inversión, española y extranjera, en el sector renovable en nuestro país. Más tarde, se hablará con más detalle de este nuevo marco retributivo que afecta a las instalaciones de origen renovable.

3.2. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES BALANCE NETO

El balance neto puede entenderse como una modalidad de autoconsumo, ya que tienen un mismo principio que es permitir a los productores y por tanto consumidores finales poder aprovechar la electricidad que generan mediante la instalación de generación renovable. Hay que aclarar, que cuando se habla de autoconsumo sin mencionar nada adicional, suele referirse a la compensación instantánea.

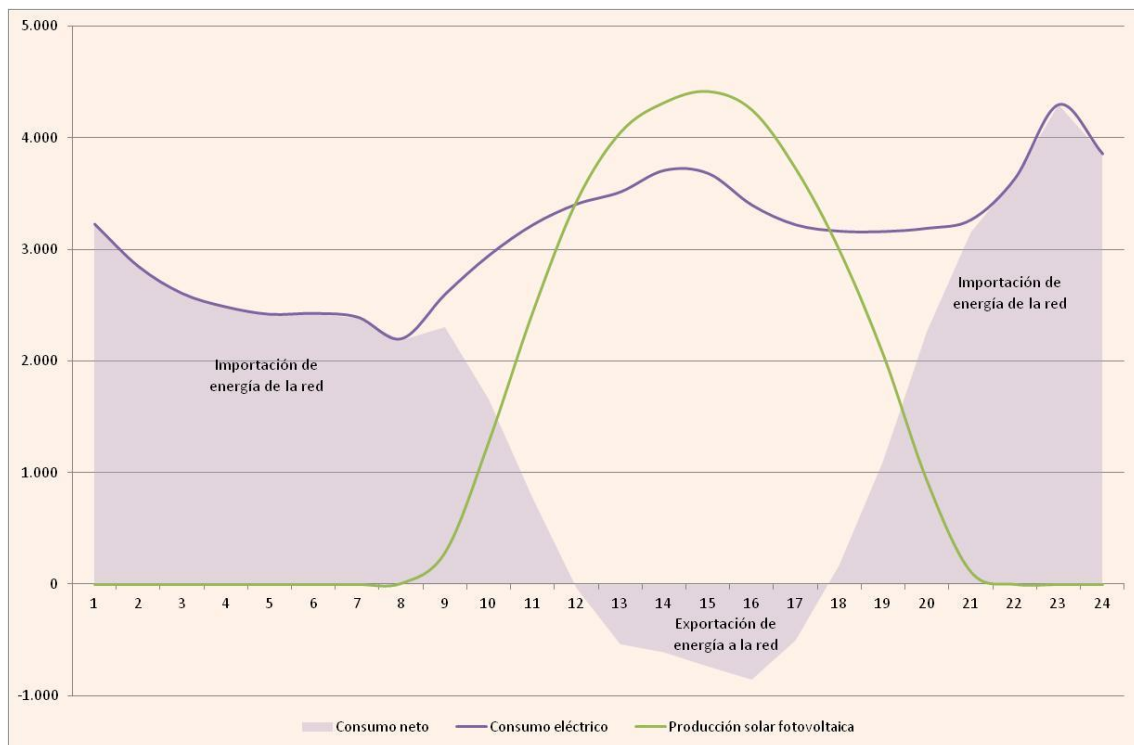
Este autoconsumo instantáneo solo tiene sentido cuando se trata de grandes consumidores energéticos y se tienen curvas de carga de consumo estables. En estos casos se debe producir la máxima coincidencia posible entre la curva de producción y la curva de demanda, ya que si la producción supera a la demanda, el excedente se inyectaría en la red sin contraprestación ninguna y el período de retorno de la instalación se alargaría en el tiempo.



Gráfica 15. Autoconsumo instantáneo

El autoconsumo con Balance Neto permite un acuerdo en la factura eléctrica que regulariza la totalidad de generación fotovoltaica mediante la valoración económica en forma de un “crédito” en la factura en Euros o kWh por la cantidad exportada. En el caso de que el consumo sea mayor que la generación, el cliente hace uso de dicho crédito desde la red hasta agotarlo.

Una característica importante de esta modalidad de autoconsumo es la compensación entre períodos de facturación, en cuanto al plazo con el que se cuenta para poder consumir los excedentes cedidos a la red, es decir, el horizonte de compensación. Cuando un consumidor genera más de lo que consume, el crédito se transfiere a la siguiente factura, hasta un cierto plazo, todavía en estudio. Lo más lógico sería pensar en que la cuenta de crédito de € o kWh se pone a cero anualmente, con el fin de que el sistema fotovoltaico esté dimensionado de acuerdo a las necesidades anuales de consumo.



Gráfica 16. Balance Neto

A continuación se enumeran algunas de las ventajas que el autoconsumo con Balance Neto proporciona:

- Impulso de las energías renovables. Disminución de la dependencia energética exterior, reducción del consumo de combustibles fósiles y disminución de emisiones de CO₂, reactivación de la actividad económica e industrial nacional, generación de empleo.
- Mayor eficiencia energética. Se produce en el mismo lugar que se consume, disminuyendo las pérdidas de la red.
- Disminución de la factura eléctrica. El consumidor obtiene un ahorro económico y además no supone un coste relevante para el sistema eléctrico.

3.3. LEGISLACIÓN SOBRE BALANCE NETO EN ESPAÑA

Para empezar a hablar de la actual legislación sobre Balance Neto en España, se resume en este esquema la regulación referente al autoconsumo en España, ya introducida en anteriores puntos:

Año	Normativa/Regulación	Propuesta/Proyecto	Orden
1997	Ley 54/1997		
2000	Real Decreto 1955/2000		
2004	Real Decreto 436/2004		
2007	Real Decreto 661/2007		
2011	Real Decreto 1699/2011	Proyecto de Real Decreto sobre balance neto	
2012	Real Decreto 1/2012		
	Real Decreto-Ley 13/2012		
2013			IET/843/2013
		Propuesta de Real Decreto sobre autoconsumo	Resolución de 26 de Junio
	Ley 24/2013		IET/1491/2013
2014	Real Decreto 413/2014		IET/107/2014

Tabla 1. Regulación sobre autoconsumo en España

3.3.1. Proyecto de Real Decreto sobre Balance Neto

En noviembre de 2011 se publicó el primer borrador de Real Decreto que establecía las condiciones administrativas, técnicas y económicas para la aplicación del balance neto. La principal condición para poder acogerse a este sistema de compensación era disponer de un punto de conexión y firmar un contrato específico con la compañía comercializadora de energía correspondiente.

El ámbito de aplicación es en instalaciones de generación eléctrica destinadas al autoconsumo, de cualquier tipo de tecnología y cuya potencia no superara los 100kW. La mayor parte del Balance Neto tendrá lugar en instalaciones de autoconsumo fotovoltaico y de uso doméstico o pequeña potencia [33].

En el capítulo 2 de este primer borrador se comentan los requisitos técnicos de la instalación, donde a modo de resumen citaba estos aspectos fundamentales [33]:

- La configuración de puntos de medida y conexión se ajustarán a los requisitos y condiciones establecidos en el Real Decreto 1110/2007, garantizando la correcta medida y facturación de la energía.
- El consumidor deberá disponer de los equipos de medida necesarios para la facturación de las tarifas o peajes, ya sea mediante dos equipos de medida o mediante un contador bidireccional, que registre el saldo de la energía generada y consumida.

En el capítulo 3 se establecen los procedimientos de acceso y conexión a red. Los consumidores que deseen establecer una nueva conexión para la aplicación del consumo en la modalidad de balance neto, o bien modificar su conexión de suministro a esta modalidad, deberán solicitarlo al gestor de la red de distribución de la zona.

Para solicitar el contrato de acceso a la red, los consumidores que deseen una nueva conexión en la modalidad de balance neto deberán suscribir un contrato de acceso con la compañía distribuidora, y en caso de disponer ya de punto de suministro deberán adaptar los contratos que ya tienen con las compañías a lo acogido en este real decreto [33].

Respecto al contrato de suministro, el titular del nuevo o existente punto de suministro, deberá suscribir o adaptar el contrato de suministro con la empresa comercializadora de acuerdo a las condiciones mínimas establecidas por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

Para terminar, respecto a la calidad del servicio, en aquellas situaciones en las que los consumidores acogidos a la modalidad de balance neto provoquen perturbaciones en la red se tendrá en cuenta el Real Decreto 1955/2000, donde dice que es responsabilidad de la propia distribuidora cumplir con los índices de calidad, pero que si se demuestra que las interrupciones son debidas a la actuación de terceros será la Administración la que deba actuar mediante una sanción al causante de dichas perturbaciones [33].

En último lugar, el capítulo 4 y final habla de la gestión de la energía excedentaria. El artículo 9 hace mención al procedimiento de suministro en la modalidad de balance neto. En él destacan los siguientes puntos [33]:

- El consumidor podrá ceder la energía generada que no pueda ser consumida en el punto de suministro o instalación. Esta cesión no llevará apareada ninguna **contraprestación económica** (más tarde se hablará de este apartado).

- La cesión generará unos derechos de consumo diferido, que podrán ser utilizados durante los 12 meses siguientes a la fecha de generación.
- La energía adquirida por el consumidor a la empresa comercializadora se compensará hasta una cuantía igual a los derechos de consumo acumulados, en el mismo periodo tarifario.
- Esta energía adquirida únicamente tendrá coste para el consumidor en concepto de peaje de acceso y coste del servicio (pactado por el Ministerio), descartando coste alguno por la energía suministrada.
- El precio de la energía que el consumidor necesite tomar de la empresa comercializador será libremente pactado por ambas partes.

En el resto de artículos de este capítulo (10 a 12) se resume lo siguiente [33]:

- Artículo 10: Las empresas comercializadores llevarán una contabilidad individual de los derechos de consumo diferido y de la energía consumida.
- Artículo 11: En el caso de que un consumidor desee realizar un cambio de empresa comercializadora tendrá que acogerse al Real Decreto 1955/2000 cumpliendo con la antelación y plazos establecidos. La empresa comercializadora saliente deberá traspasar los derechos de consumo diferido a la nueva comercializadora, que asumirá estos derechos en los términos acordados.
- Artículo 12: La facturación se realizará mensualmente en base a lecturas reales. En cada factura emitida por la empresa comercializadora se recogerán los detalles de la energía consumida, generada y la información asociada a la compensación de los derechos de consumo diferido.

3.3.2. Propuesta de Real Decreto sobre autoconsumo.

Sin embargo, en julio de 2013 se publicó un nuevo borrador de Real Decreto sobre autoconsumo, provocando de nuevo desconcierto y mucha incertidumbre en el sector. Este proyecto establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo y presenta las siguientes características:

El objeto de este borrador es el establecimiento de las condiciones administrativas, técnicas y económicas para las diferentes modalidades de autoconsumo de energía eléctrica. Se entenderá por autoconsumo el consumo horario de energía eléctrica que proceda de instalaciones de generación conectadas en el interior de una red de un consumidor o a través de una línea directa.

También marca las pautas para el establecimiento de las condiciones económicas para la venta de la energía excedentaria por parte de los productores, energía neta producida menos la energía consumida por el consumidor asociado, y diferencia dos modalidades de autoconsumo de energía eléctrica [34]:

- Modalidades de suministro de energía eléctrica para consumidores.
- Modalidades de suministro de energía eléctrica de los consumidores asociados a las instalaciones de producción que figuren en el registro correspondiente y que estén conectadas en el interior de su red o a través de una línea directa.

En el artículo 2 de este borrador se indica el ámbito de aplicación del mismo, que se señala a continuación [34]:

- Los consumidores de energía eléctrica de potencia contratada no superior a 100 kW por punto de suministro o instalación, que instalen en su interior una instalación de generación de energía eléctrica destinada a su propio consumo y de potencia instalada igual o inferior a la citada potencia contratada y en ningún caso superior a 100 kW.
- Los consumidores de energía eléctrica con independencia de su potencia contratada que estén conectados a una instalación de producción, bien en su interior en los términos establecidos en el Real decreto 1699/2011 de 18 de noviembre o bien a través de una línea directa.

Como se puede observar, en este punto, el nuevo borrador de Real Decreto no habla en ningún momento de balance neto, solo hace referencia al autoconsumo instantáneo y al autoconsumo vertiendo los excesos de energía a la red.

Los artículos 3, 4 y 5 de este borrador resumen los requisitos técnicos de las instalaciones y calidad de servicio [34]. Cabe destacar que el consumidor dispondrá en las redes interiores de dos equipos de medida independientes y sincronizados con capacidad de medida de resolución horaria, para la medida de toda la energía eléctrica producida y toda la consumida en el punto de suministro, de modo que cuando sea necesario realizar la facturación de los saldos netos horarios se puedan obtener como sumas parciales de las medidas horarias de producción y consumo.

En comparación con la normativa anterior existente, en el artículo 18 del Real Decreto 1699/2011 se hablaba del uso de un contador bidireccional sencillo y no horario. Estos nuevos contadores de medida horaria con dispositivo de comunicación remoto son más complejos que los anteriores contadores.

Los artículos 6, 7 y 8 hacen referencia a los procedimientos y contratos de conexión, acceso y suministro, presentando las siguientes características [34]:

- Los consumidores que deseen establecer una nueva conexión para la aplicación del consumo en la modalidad de suministro con autoconsumo, o bien modificar su conexión, deberá solicitarlo a la empresa distribuidora, aun cuando no fueran a verter energía al sistema en ningún instante precedente de su generación instalada en red interior. Por tanto, se tendrán que pagar los derechos de acometida de generación establecidos por la compañía incluso cuando se trate de autoconsumo instantáneo.
- El consumidor de esta modalidad de suministro con autoconsumo deberá suscribir un contrato de acceso que refleje esta circunstancia con la compañía distribuidora, debiendo recogerse expresamente la modalidad elegida. La firma de estos contratos será obligatoria aun cuando el consumidor no vierta energía al sistema.
- De igual modo se actuará respecto al contrato de suministro pertinente, en este caso con la empresa comercializadora.

Más adelante se habla de la gestión de la energía consumida. La energía adquirida por parte del consumidor a la empresa comercializadora será obtenida a partir de los saldos netos horarios que se obtengan como sumas parciales de las medidas horarias de producción y consumo. También se hace referencia a que el precio de la energía será el libremente pactado entre las partes [34].

No existe balance neto en la normativa, ya que de cualquier manera se compensará cada hora la energía consumida de la red y la energía entrante. Además, la lectura de la energía será realizada por la empresa distribuidora para ponerla más tarde a disposición de la empresa comercializadora. Asimismo, corresponderá a la empresa distribuidora realizar la facturación de los peajes de acceso acordados. De igual manera se actuará respecto a la gestión de la energía eléctrica producida. El productor acogido a la modalidad de autoconsumo podrá ceder al sistema la energía excedentaria. La cesión de energía que no se consuma instantáneamente será entregada gratis a la compañía eléctrica.

Por último y como particular novedad, se crea el “peaje de respaldo”, un impuesto que deben satisfacer los consumidores acogidos a una modalidad de autoconsumo por la energía suministrada directamente por la instalación de generación y que tiene por objeto cubrir una serie de costes debidas al respaldo que requiere el sistema para garantizar el balance entre generación y demanda, así como la capacidad necesaria para dicho equilibrio a medio y largo plazo.

Esto significa que aparte de pagar el peaje de acceso y el resto de impuestos correspondiente a la energía consumida de red, también se pagará un impuesto por la energía producida por la instalación de autoconsumo. Esto se refleja en el siguiente punto.

El consumidor acogido a esta modalidad de autoconsumo deberá pagar por la energía consumida procedente de la instalación de generación conectada en el interior de su red el peaje de respaldo. Por el resto de la energía consumida deberá pagar el peaje de acceso y otros precios que resulten de aplicación de acuerdo a la normativa en vigor. Las cesiones que un consumidor acogido a una modalidad de suministro con autoconsumo pudiera eventualmente hacer al sistema de la energía eléctrica generada en el interior de su red y que no pueda ser consumida en cada instante en el punto de suministro o instalación no podrán llevar aparejada contraprestación [34].

La empresa comercializadora procederá a facturar el suministro con modalidad de autoconsumo, incluyendo la facturación del peaje de respaldo de acuerdo a lo dispuesto en el presente real decreto. En el caso de que el consumidor tenga contratado el acceso a redes a través de una comercializadora, la comercializadora realizará al consumidor la facturación por el acceso a redes en la misma factura que el suministro realizado.

El Ministerio de Industria, Energía y Turismo determinará la cuantía correspondiente al peaje de respaldo. Más adelante, en el ejemplo práctico se explicará cómo se calcula este peaje y cómo afecta económicamente a la instalación [34].

Además, será de obligado cumplimiento, la inscripción de los consumidores asociados a la modalidad de autoconsumo en el Registro Administrativo de autoconsumo de energía eléctrica, suponiendo una infracción muy grave el hecho de no hacerlo. En este borrador se establece el procedimiento de inscripción en este Registro.

A priori, parece obvio pensar que este borrador de Real Decreto realmente desincentiva el autoconsumo y por supuesto echa por tierra el autoconsumo con Balance Neto, para el que directamente no se hace ninguna referencia, en contraposición con el primer borrador de Real Decreto para Balance Neto de noviembre de 2011.

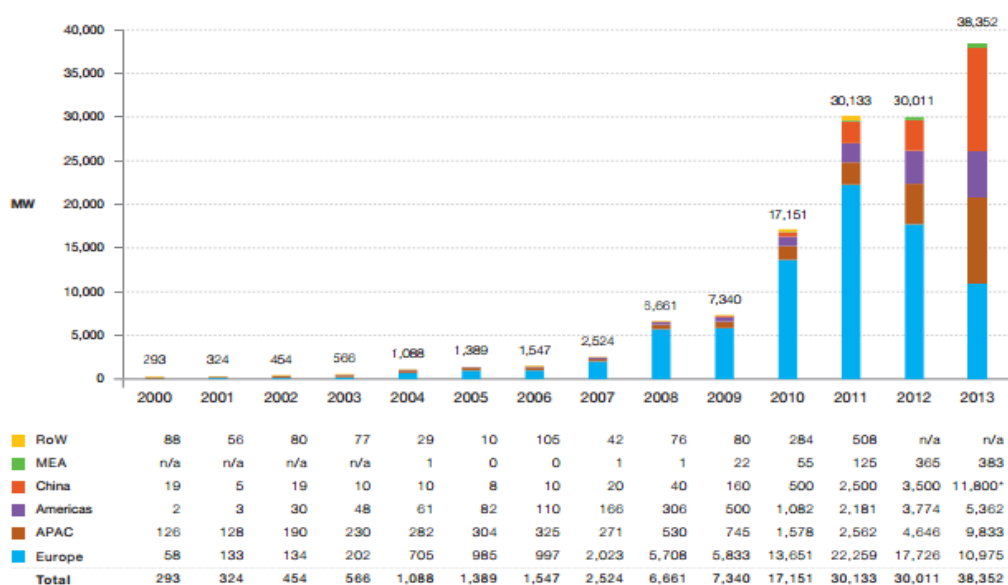
4. EXPERIENCIAS INTERNACIONALES DE BALANCE NETO

4.1. INTRODUCCIÓN SECTOR FOTOVOLTAICO EN EL MARCO INTERNACIONAL.

En 2013 se alcanzó un nuevo récord mundial, con más de 38.000 MW instalados, con una potencia total acumulada de 138.833 MW. Además se espera que, la cifra de potencia fotovoltaica instalada alcance los 55.000 MW en 2014 [17].

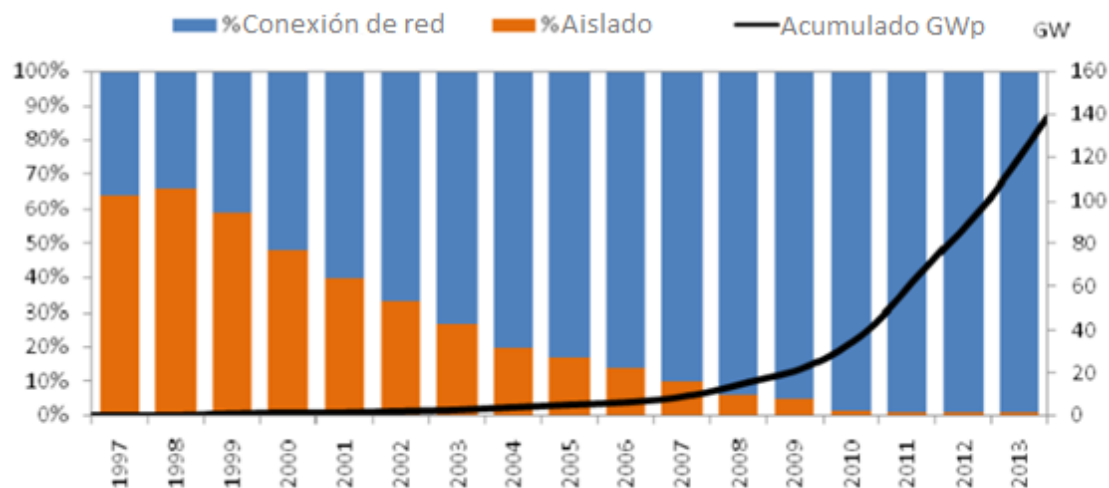
Las principales economías del mundo apuestan claramente por la tecnología fotovoltaica, de hecho se ha convertido en una alternativa competitiva para las grandes potencias económicas, donde China y el sudeste asiático lideran la mayor parte de potencia fotovoltaica instalada en 2013 con aproximadamente un 57%, seguidos también de Estados Unidos.

Además, las principales economías europeas también siguen apostando por esta tecnología, destacando sobre el resto Alemania, Italia o Gran Bretaña. Según el informe “Snapshot of Global PV Market 2014”, en 19 países la contribución fotovoltaica al mix eléctrico nacional había excedido el uno por ciento, con Italia al frente del escalafón, seguida de Grecia y Alemania [54]. La generación FV europea ha alcanzado el 3,5% de la demanda eléctrica. Sin embargo la nueva capacidad instalada en el continente europeo sólo ha representado el 28% de nuevo mercado mundial, por lo que la tendencia está cambiando a países como China o Japón que disponen de unas primas que han conseguido dinamizar estos mercados. Aun así, en Europa, la fotovoltaica fue la segunda fuente de electricidad instalada, por detrás de la eólica y por delante de todas las fuentes de energía eléctrica restantes.



Gráfica 17. Evolución de las instalaciones fotovoltaicas

Mientras que en Europa se vive un proceso de madurez y de integración de la tecnología fotovoltaica, en el sudeste asiático, en China o en EEUU se vive un proceso de expansión y de crecimiento. De hecho, las previsiones de evolución de la tecnología fotovoltaica son muy esperanzadoras. Se espera que en 2014 se puedan producir al menos 160.000 GWh en el mundo a través de sistemas fotovoltaicos, marcando una clara tendencia hacia un nuevo modelo energético [17].



Gráfica 18. Evolución de instalaciones fotovoltaicas en función de la conexión

Como se puede apreciar en la gráfica, la tendencia en estos últimos años es clara, con un dominio absoluto de instalaciones conectadas a red frente a instalaciones autónomas (operan independientemente de la red eléctrica). El panorama del mercado fotovoltaico ha cambiado radicalmente en los últimos tiempos con el crecimiento de los mercados asiáticos y se espera que poco a poco vaya elevando su importancia en el mix eléctrico mundial.

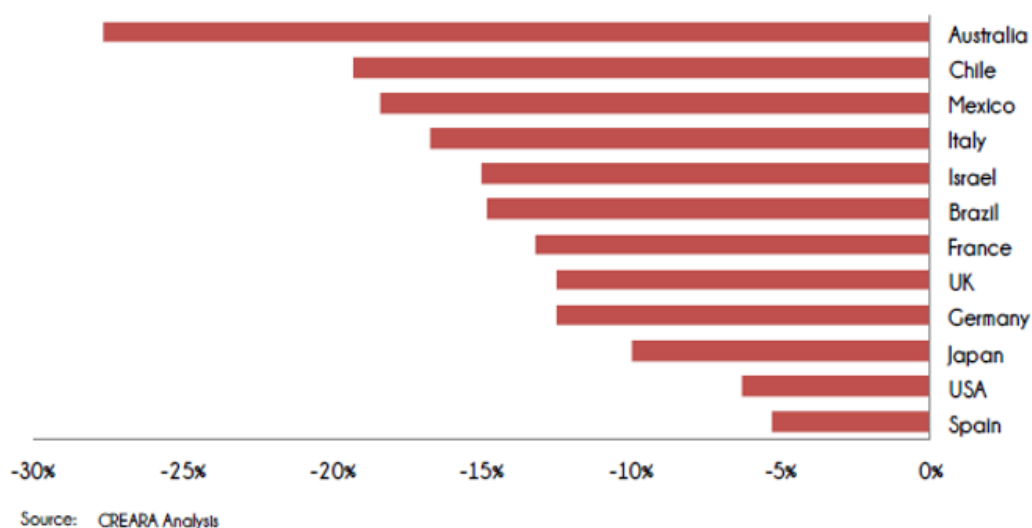
Después de este análisis del panorama fotovoltaico mundial, se debe estudiar cuales son los factores clave para el impulso de la tecnología fotovoltaica y del balance neto dentro de un país:

- Eficiencia del marco legislativo. Existencia de un marco legislativo adaptado a la evolución del mercado, combinación de tipologías de incentivos y con las menores barreras posibles al desarrollo de la industria fotovoltaica. El hecho de prestar ayudas y subvenciones para que puedan hacer frente a los gastos que conlleva llevar a cabo una instalación de este tipo puede motivar a la gente a que invierta en renovables.

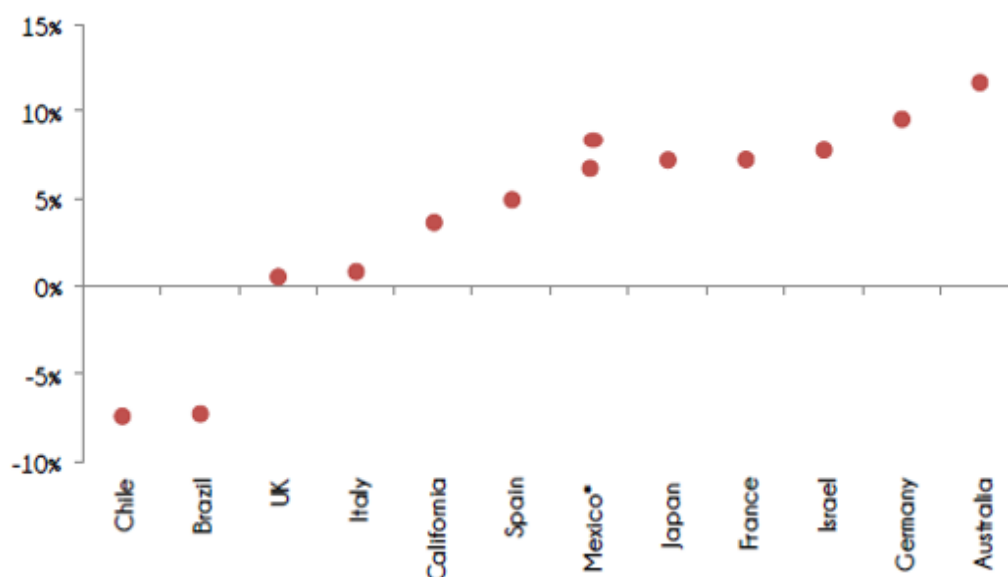
- Capacidad actual y potencial del sector fotovoltaico. Países que tengan un cierto nivel de desarrollo de la tecnología fotovoltaica y que tengan planes de acción para el futuro.
- Proximidad a la paridad de red. Tema fundamental para que el balance neto se desarrolle en cualquier país, ya que está directamente relacionada con la madurez de la tecnología y su consecución supondría que la generación distribuida fuese una realidad. Se debe analizar el precio de la electricidad en la red y el LCOE (Levelized Cost of Energy) de la potencia fotovoltaica generada.

En las siguientes gráficas se analiza la evolución de estos dos factores en diversos emplazamientos de estudio desde 2009 hasta 2014 para consumidores domésticos de hasta 3kW de potencia, según el informe de paridad de red de Creara [34].

Esta evolución se ha sacado del informe creado por Creara en febrero de 2015 llamado “PV Grid Parity Monitor” [34]. Este estudio centra su análisis en el segmento residencial en 12 países: Australia, Brasil, Chile, Francia, Alemania, Israel, Italia, Japón, México, España, Reino Unido y California en los EE.UU. Además analiza la competitividad de la tecnología fotovoltaica respecto al precio de la electricidad de la red para este tipo de consumidores residenciales y evalúa la regulación de autoconsumo en esos 12 países.

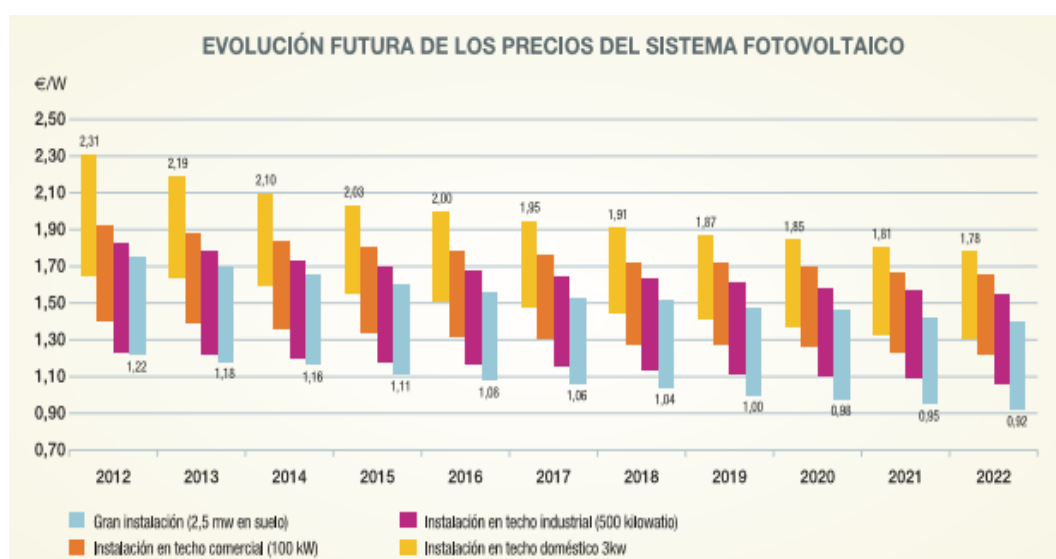


Gráfica 19 Evolución del LCOE fotovoltaico para consumidores residenciales (2009- 1ª mitad 2014)



Gráfica 20. Evolución de las tarifas eléctricas para consumidores residenciales (2009- 1ª mitad 2014)

- Recurso solar. Cantidad de radiación solar que incide en un país. Esto influirá en las horas de luz y el clima del país. A mayor radiación solar mayor rendimiento de las placas solares y mayor cantidad de energía eléctrica producida.
- Evolución de costes en los sistemas fotovoltaicos. Durante los últimos años se ha producido una reducción de costes debido a las mejoras tecnológicas y economías de escala. La disminución prevista de los sistemas fotovoltaicos seguirá cumpliendo un papel fundamental en el desarrollo de instalaciones fotovoltaicas.



Gráfica 21. Evolución futura de los precios del sistema fotovoltaico

- Características asociadas al balance neto. Como por ejemplo el tiempo que se guardan los excedentes o los costes asociados por los servicios prestados para este tipo de desarrollo.

Todos estos factores se van a analizar en cada uno de los países de estudio, tanto para las experiencias en la Unión Europea como en las experiencias internacionales fuera de la Unión Europea.

4.2 EXPERIENCIAS EN LA UNION EUROPEA

4.2.1. Legislación sobre autoconsumo a nivel europeo.

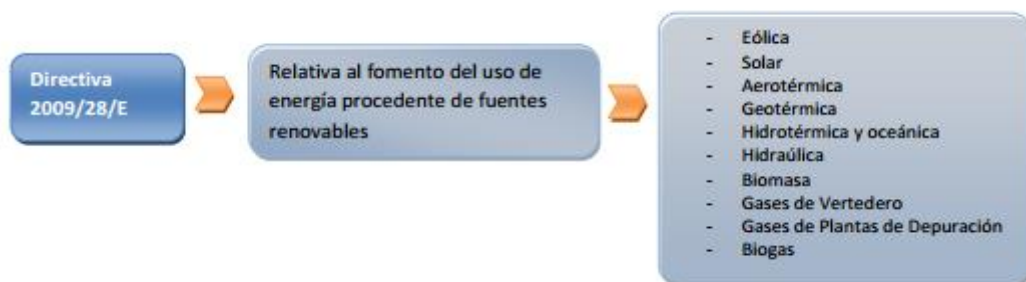
Las cuatro directivas a tener en cuenta para el impulso de las energías renovables a nivel europeo son:

- Directiva Europea relativa al fomento de la cogeneración (2004/8/CE)
- Directiva Europea de Energías Renovables (2009/28/CE)
- Directiva Europea de Eficiencia Energética de los Edificios (2010/31/CE)
- Directiva Europea de Eficiencia Energética (2012/27/UE)

Se va a analizar con mayor profundidad la Directiva Europea de energías renovables ya que es la que afecta directamente a la integración de la tecnología fotovoltaica en el mercado. Además las directivas referentes a la Eficiencia Energética explican cómo se pueden instalar contadores para potenciar el balance neto y el autoconsumo.

Directiva europea de energías renovables (2009/28/CE)

La Directiva 2009/28/CE del parlamento Europeo y del Consejo salió a la luz el 23 de abril de 2009, establece un marco común de referencia para el fomento de la energía procedente de fuentes renovables. Fija objetivos nacionales en relación con la cuota de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía y con la cuota de energía procedente de fuentes renovables en el transporte [36]. Se resume en la siguiente imagen:



Gráfica 22. Resumen Directiva 2009/28/CE

Además, establece unas normas relativas a las transferencias estadísticas entre Estados miembros, los proyectos conjuntos entre Estados miembros y con terceros países, las garantías de origen, los procedimientos administrativos, la información y la formación y el acceso a la red eléctrica para la energía procedente de fuentes renovables.

Con el objetivo de cumplir los objetivos marcados por la directiva 20/20/20, los Estados Miembros de la Unión Europea podrán aplicar diversas medidas como los sistemas de apoyo o los mecanismos de cooperación entre diferentes estados miembros y terceros países con el fin de alcanzar los objetivos nacionales propuestos.

Cada Estado miembro adoptará un determinado plan de acción nacional en materia de Energía Renovable, estos planes fueron comunicados a la Comisión antes del 30 de Junio del 2010.

Para determinar el consumo final de energía procedente de fuentes renovables se realizará la suma del consumo final bruto de electricidad procedente de fuentes de energías renovables, el procedente de fuentes renovables destinado a la calefacción y refrigeración y el del sector transporte.

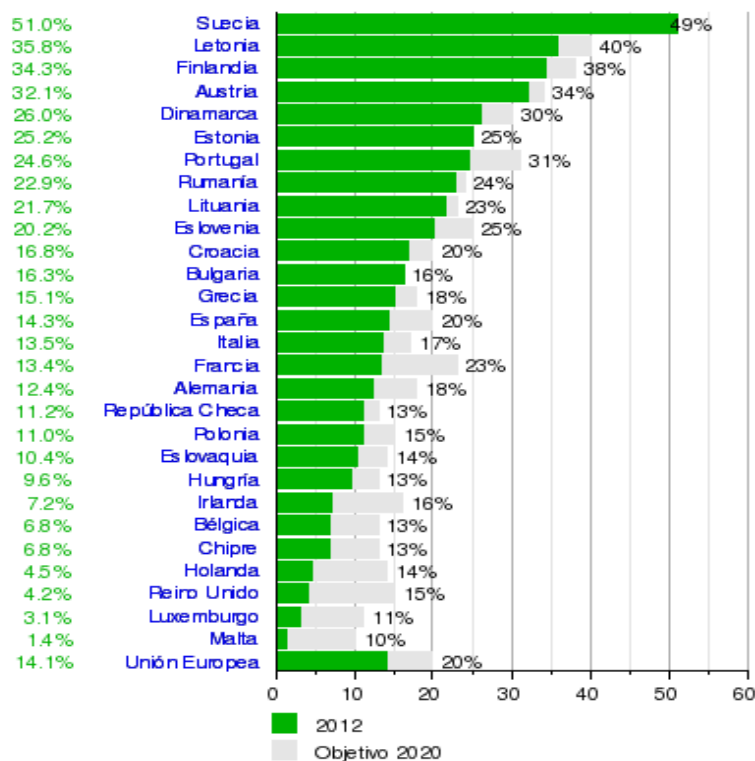
La cuota de energía procedente de fuentes renovables se calculará dividiendo el consumo final bruto de energía procedente de fuentes renovables por el consumo final bruto de energía de todas las fuentes energéticas, y se expresará como porcentaje. Cada EM es responsable de que la cuota de renovables en transporte en 2020 sea mínimo equivalente al 10% del consumo final de energía en el transporte [36].

La siguiente imagen refleja cuáles fueron los objetivos de energía procedente de fuentes renovables y la cuota de energía que había en 2005 en los Estados Miembros cuando se estableció la directiva.

País	2005	2020	País	2005	2020
Bélgica	2,20%	13%	Luxemburgo	0,90%	11%
Bulgaria	9,40%	16%	Hungría	4,30%	13%
Rep. Checa	6,10%	13%	Malta	0,00%	10%
Dinamarca	17,00%	30%	Países Bajos	2,40%	14%
Alemania	5,80%	18%	Austria	23,30%	34%
Estonia	18,00%	25%	Polonia	7,20%	15%
Irlanda	3,10%	16%	Portugal	20,50%	31%
Grecia	6,90%	18%	Rumania	17,80%	24%
España	8,70%	20%	Eslovenia	16,00%	25%
Francia	10,30%	23%	Eslovaquia	6,70%	14%
Italia	5,20%	17%	Finlandia	28,50%	38%
Chipre	2,90%	13%	Suecia	39,80%	49%
Letonia	32,60%	40%	Reino Unido	1,30%	15%
Lituania	15,00%	23%	UE-27	8,4%	20%

Tabla 2. Objetivos de energía procedente de fuentes de energía renovable

En 2012, se obtuvieron los resultados de las cuotas de energías procedentes de fuentes renovables respecto de la energía total consumida, dando lugar a la siguiente imagen:



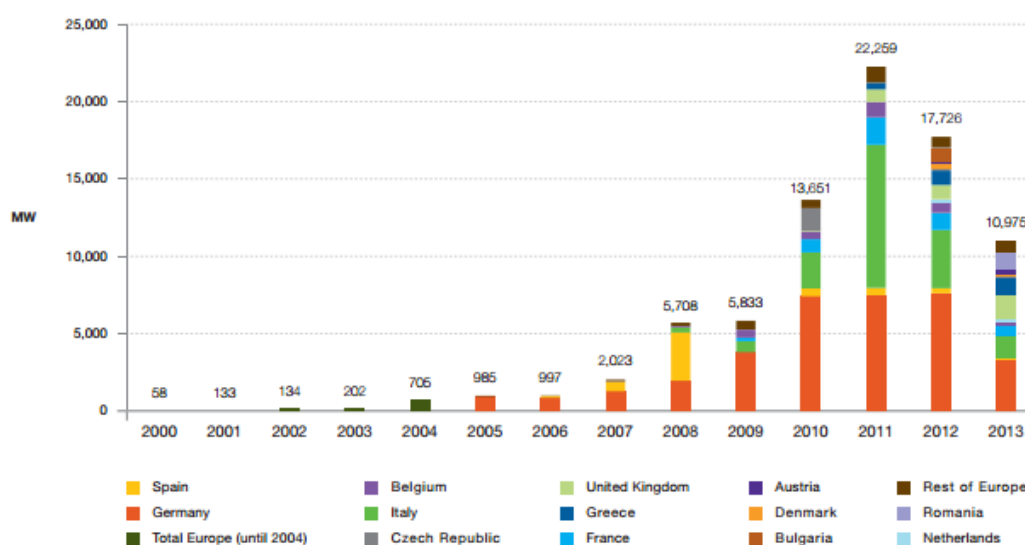
Gráfica 23. Resultados de cuotas de energía procedentes de fuentes renovables de 2012

Como se puede observar, países como Suecia, Estonia o Bulgaria ya han llegado a los objetivos marcados para 2020. Noruega es el país con la mayor cuota de energía renovable, mientras que Holanda, Francia y Reino Unido son los países que más lejos se encontraban de sus objetivos con fecha de 2012. Por tanto, podemos concluir que queda mucho camino por recorrer para alcanzar el objetivo de integración renovable marcado.

4.2.2. Experiencias de balance neto en la unión europea

La energía fotovoltaica ha empezado a cubrir un porcentaje significativo de la demanda de electricidad en varios países europeos. En 2013, la energía solar fotovoltaica llegó a cubrir el 7,5% de la demanda eléctrica de Italia y Grecia, el 6,7% de la demanda en Alemania y el 3% de la demanda en España [37].

De los 138.697 MW de potencia fotovoltaica instalada en el mundo en 2013, casi el 60% corresponde a la Unión Europea, siendo la principal zona de instalación hasta la fecha. Como se puede apreciar en la siguiente imagen, a la cabeza de todos los países se encuentra Alemania con más de un 40% seguido por Italia en menor medida. En el último año destaca la aparición de Rumanía y Grecia frente al declive de los principales mercados europeos que en años anteriores habían sido los principales agitadores del mercado. La potencia instalada en 2013 fue de 10.975 MW frente a los 22.259 MW de 2011 y los 17.726 MW de 2012 [37].



Gráfica 24. Evolución de las instalaciones fotovoltaicas europeas 2000-2013

Para analizar cómo es la retribución de las energías renovables existen varios mecanismos que aparecen en la siguiente tabla y que más adelante analizaremos:

	Actúan sobre el precio	Actúan sobre la cantidad
Apoyo a la inversión	Incentivos fiscales Subvenciones	
Apoyo a la producción	Feed-in Tariff (FIT) Incentivos fiscales Reducciones certificadas de emisiones	Subastas o concursos públicos Certificados verdes (CV) con cuotas (Renewable Portfolio Standards, RPS)

Tabla 3. Mecanismos de retribución de las energías renovables

Estos son los mecanismos de retribución de energías renovables de cada uno de los principales países que conforman la Unión Europea.

País	Sistema	MW 2013
Alemania	FIT	33.730
España	FIT*	22.959
Reino Unido	CV	10.531
Italia	CV	8.551
Francia	FIT	8.254
Dinamarca	FIT	4.772
Portugal	FIT	4.724
Suecia	CV	4.470
Polonia	CV	3.390
Holanda	FIT	2.693
Rumania	CV	2.599
Irlanda	FIT	2.037
Grecia	FIT	1.865
Austria	FIT	1.684
Bélgica	CV	1.651
Bulgaria	FIT	681

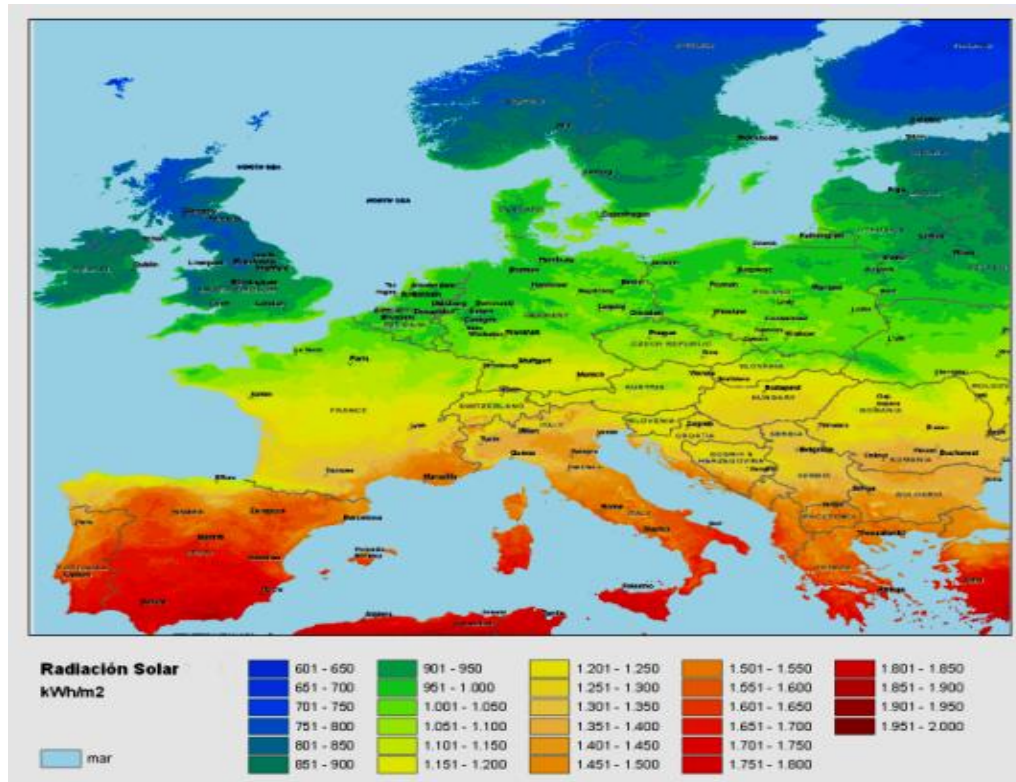
Tabla 4. Marcos de apoyo a las energías renovables en la UE

El Feed-In Tariff (FIT) es un instrumento normativo que consiste en establecer una tarifa especial, prima o sobre precio por la energía que un productor renovable inyecte a la red. El gobierno representante de cada país interviene en el precio de compra de energía al generador, proporcionando una seguridad de compra y haciéndolo a un precio subvencionado para poder recuperar la inversión inicial, y así incentivar este tipo de instalaciones.

La tarifa mínima o prima establecida por la autoridad se tiende a diferenciar según el tipo de energía, tamaño y ubicación de la central de energía renovable. Además se establece una obligación de acceso a las redes eléctricas a las centrales de generación renovable. La mayoría de los países europeos están acogidos a este mecanismo de retribución.

Según el estudio “*Self Consumption of PV Electricity*” de la EPIA (European Photovoltaic Industry Association) de Julio de 2013, los países europeos que tienen implantado algún tipo de sistema de balance neto son: Dinamarca, Bélgica y Holanda. Por otro lado, Italia tiene un sistema particular muy parecido al balance neto denominado “Scambio Sul Posto”. Alemania e Inglaterra apuestan por el autoconsumo favorecido por unas tarifas eléctricas a precio reducido [38]. Todo esto lo veremos con más detalle para cada uno de los países de estudio.

Respecto al recurso solar, en esta imagen se puede observar el mapa de radiación solar europeo. Países como España e Italia son los que mayor radiación solar reciben en comparación con el resto de países europeos. Curiosamente, Alemania, líder europeo de potencia fotovoltaica instalada recibe mucha menos radiación solar.



Gráfica 25. Mapa radiación solar Europa

4.2.2.1. Alemania

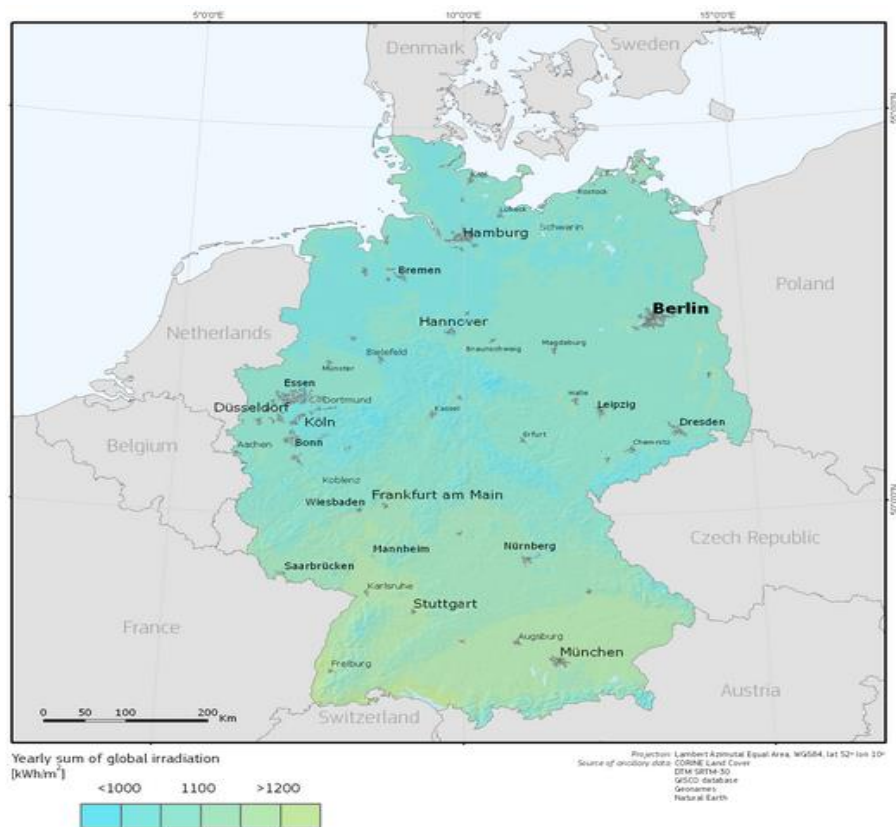
Alemania es uno de los líderes mundiales en la instalación de energía fotovoltaica, con una potencia instalada a principios de 2015 superior a los 38 GW. Sólo en 2011, Alemania produjo el 3% del total de electricidad consumido en el país [39].

Pese a que en los últimos años, 2013 y 2014 se produjo una disminución de potencia fotovoltaica instalada, el mercado fotovoltaico en Alemania se ha desarrollado considerablemente gracias a la creación de una tarifa regulada para la producción de energía renovable, introducida en una ley publicada en el año 2000. Desde entonces, el coste de las instalaciones fotovoltaicas ha descendido paulatinamente desde 2006. Alemania se ha marcado el objetivo de producir el 35% de la electricidad mediante energías renovables en 2020 y alcanzar el 100% en 2050.

En los últimos dos años se han vivido varios récords de producción fotovoltaica. El 21 de julio de 2013 se llegó a alcanzar una potencia instantánea fotovoltaica de 24 GW, pero ahí no paró la cosa [39].

En junio de 2014, la fotovoltaica alemana volvió a batir récords durante varios días al superar el anterior récord de potencia instantánea con 24,24GW, produciendo hasta el 50,6% de toda la demanda eléctrica de un día [40].

Todos estos datos reflejan la gran apuesta de Alemania por las energías renovables, y por la tecnología fotovoltaica. Y este dato cobra más importancia cuando se analiza el recurso solar del país, ya que precisamente Alemania posee una radiación solar escasa en comparación con otros países europeos. Las ciudades con un recurso solar más favorable se encuentran en el sur.



Gráfica 26. Mapa de radiación global solar en Alemania

En los próximos años, Alemania aplicará un nuevo esquema de tarifas de inyección sustituyendo al actual y cuyos detalles no se conocen aún. Esto ocurrirá cuando la potencia instalada en el país alcance los 52 GW [39].

En 2013 Alemania puso en marcha un nuevo programa para incentivar sistemas fotovoltaicos con baterías de almacenamiento facilitando, dada su intermitencia, el desarrollo de la tecnología fotovoltaica y la estabilidad del sistema eléctrico. De esta manera, se financia con 660 euros por cada KW de almacenamiento a las instalaciones menores de 30 W que acumulen electricidad en baterías [41].

El balance neto promovido por Alemania se considera un sistema de balance neto mixto, con una potencia máxima de 500 kW, margen considerado para incentivar la instalación en tejados. Aproximadamente el 90% de los paneles solares instalados en Alemania se encuentran situados sobre tejado [39].

Alemania fue uno de los países pioneros en introducir este tipo de sistema, con unas condiciones muy favorables para el consumidor. Aparte del ahorro en la factura eléctrica que supone consumir lo producido, también se prima el exceso de producción de electricidad generada mediante los paneles fotovoltaicos. Para lograr que el consumo instantáneo sea superior a un mínimo, se incentiva más si el acoplamiento es superior al 30%, favoreciendo de esta forma, la mayor adaptación a la demanda.

Alemania está acogido al mecanismo de retribución Feed-in Tariff. Cada consumidor puede generar su propia electricidad teniendo la seguridad de poder vender la energía no consumida. Es necesario instalar dos medidores para medir la electricidad que se suministra a la red y para medir el consumo desde la red, descontando del consumo final la energía inyectada a la red [42].

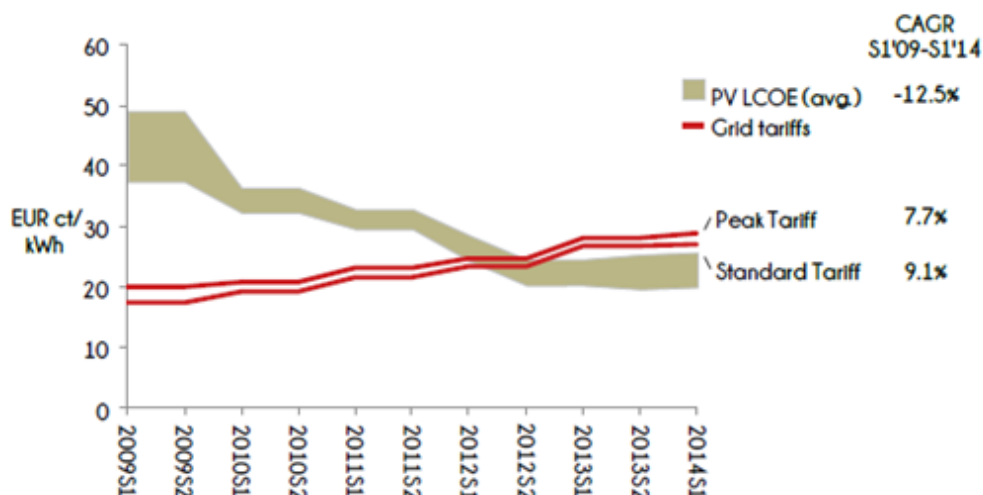
Este modelo de retribución es muy favorable de cara al generador y fomenta el mercado del autoconsumo de manera muy eficiente. Establece diferentes tarifas para la energía inyectada a la red en función del tamaño de la instalación generadora, la energía utilizada y la ubicación. Se asegura que esas tarifas serán respetadas a largo plazo, con períodos fijos.



Otro elemento característico del FIT alemán, consiste en la disminución progresiva de las tarifas fijadas por la autoridad. Esto quiere decir que todos los años, las tarifas se reducen en un determinado porcentaje respecto de la fijada originalmente. Esto también varía según la tecnología de la que se trate, impulsando así el desarrollo de ciertas tecnologías menos maduras. Estas dos características citadas, están más enfocadas en las centrales fotovoltaicas [43].

Todos estos factores influyen en el alcance de la paridad de red en el país. A continuación se verá la evolución en los últimos años del LCOE y de las tarifas eléctricas para consumidores domésticos con instalaciones fotovoltaicas de 3 kW de potencia en las ciudades alemanas de Berlín y Múnich. Esta evolución se ha sacado del informe creado por Creara en febrero de 2015 llamado “PV Grid Parity Monitor” [35].

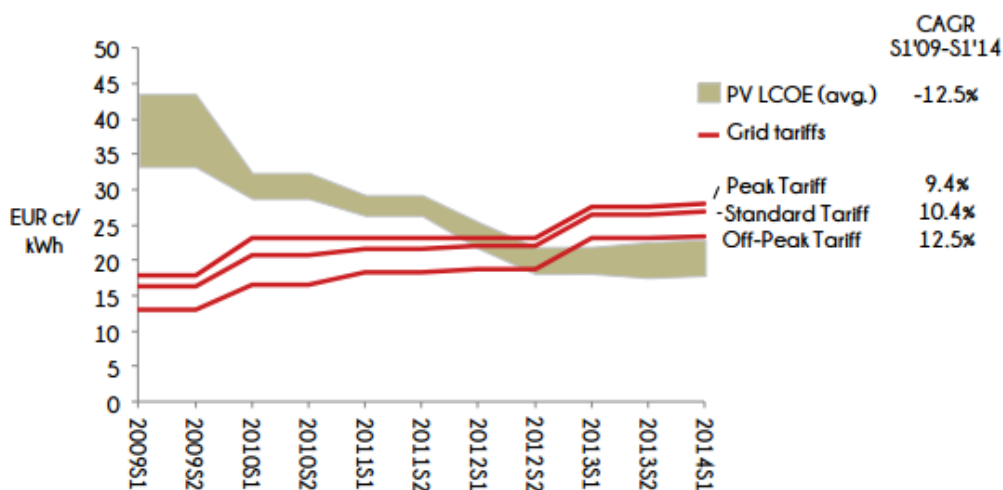
Figure 26: Past evolution of retail electricity price and PV LCOE in Berlin, Germany



Gráfica 27. Evolución del alcance de paridad de red en Berlín

Como refleja la gráfica, la paridad de red en Berlín se alcanzó en el segundo período de 2012. Se puede observar que el LCOE cae un 12,5% desde el año 2009 hasta el primer periodo de 2014, y las tarifas de red, por el contrario han aumentado en este período. No obstante, los precios de generar energía eléctrica a partir de paneles fotovoltaicos se han visto superados por los precios de la electricidad en la red.

Figure 28: Past evolution of retail electricity price and PV LCOE in Munich, Germany



Gráfica 28. Evolución del alcance de paridad de red en Múnich

En la gráfica de Múnich se puede observar que la paridad de red se alcanzó en el primer periodo de 2012. El coste de generar energía descendió un 12,5%, mientras que las tarifas de red se encuentran por encima de este coste han aumentado en mayor medida que el caso de Berlín.

A pesar de haberse alcanzado la paridad de red en el segmento residencial, sigue siendo necesario fomentar el mercado de autoconsumo fotovoltaico. Esta situación tan característica en un país con unos niveles de irradiación tan bajos como Alemania, se debe principalmente al aumento gradual de las tarifas eléctricas de red en los últimos años y al gran descenso de los precios de generación fotovoltaica, debido al gran desarrollo de la tecnología en los últimos años. Estos factores son claves para fomentar las inversiones en generación renovable.

4.2.2.2. Italia

Debido a su dependencia de petróleo para la producción de energía eléctrica y a ser uno de los principales importadores al no disponer de reservas consistentes de combustibles fósiles, Italia decidió apostar por generar energía a partir de fuentes renovables, en especial por la tecnología fotovoltaica. Y tal fue la apuesta, que a día de hoy, Italia se encuentra entre los primeros países productores de electricidad a partir de energía fotovoltaica. En diciembre de 2012, la potencia total instalada rondaba los 17 GW. En los últimos dos años, este crecimiento se ha visto frenado, instalando por ejemplo en 2013 algo más de 1,4 GW, lejos de los 3,6 GW instalados el año anterior [37].

La contribución fotovoltaica en 2014 al mix eléctrico del país llegó a alcanzar un 7,9%. En 2012, la producción fotovoltaica llegó a proporcionar el 5,6% del total de la energía consumida en el país. Hasta 2012 el crecimiento había sido exponencial: la potencia instalada se triplicó en 2010 y se cuadruplicó en 2011 [39].

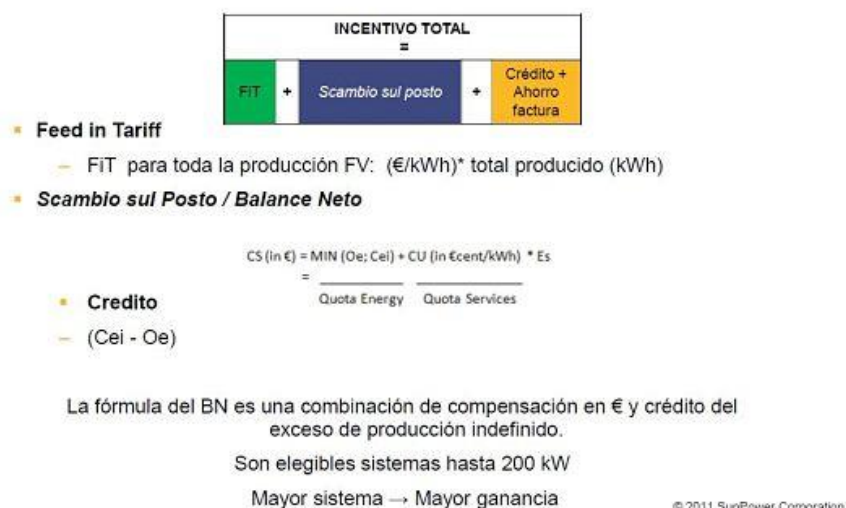
La energía fotovoltaica ha alcanzado estas cifras gracias al programa de incentivos llamado *Conto Energia*, programa que regula el autoconsumo de energía eléctrica. Este programa contaba con un presupuesto de 6700 millones de euros. Desde el pasado agosto de 2012 está vigente una nueva legislación que obliga a registrar todas las plantas superiores a 12 kW; las de potencia menor (fotovoltaica de tejado en instalaciones residenciales) están exentas de registro [39].

Este programa surgió en mayo de 2011 como respuesta a la directiva europea 2009/28/CE, y en él se dio cabida a la modalidad de Balance Neto para sistemas fotovoltaicos de hasta 200 kW en el suministro de energía eléctrica por medio de tecnología solar fotovoltaica, convirtiendo al balance neto en un hecho. Este modelo se define con el nombre de Scambio sul Posto. El 27 de agosto de 2012 entró en vigor otro modelo introduciendo la modalidad de Ritiro Dedicato.

Italia ofrece un sistema de apoyo muy atractivo, mezclando medición neta y un ajuste de prima bien segmentado (FIT). El modelo de Scambio sul Posto permite que la energía eléctrica vertida a la red, sea consumida por el usuario en un periodo posterior. Si, durante un período de tiempo, hay un excedente de energía eléctrica inyectada a la red, el propietario de la red PV consigue un crédito (ilimitado en el tiempo) igual al valor del

exceso de la electricidad. Para compensar estos saldos de energía intercambiada se creó una fórmula que residía en una combinación entre la compensación económica, tanto de los componentes de la energía como de los cuota de servicios.

ITALIA

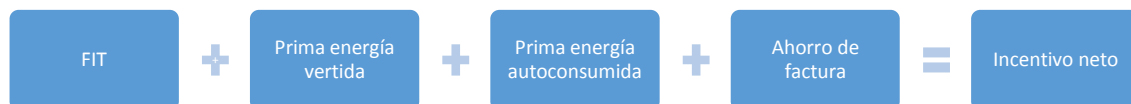


Gráfica 29. Modelo de balance neto Scambio sul posto

Realmente el incentivo total es muy propicio para el consumidor, ya que existen partes de tarifa fija, más la factura más un crédito en euros o en kWh. Este escenario ha supuesto una fuerte inversión en tecnología fotovoltaica, en donde en apenas tres años se ha pasado de un mercado prácticamente inexistente a que a finales de 2011 existieran 13 GW ya instalados [44].

Este sistema se ha modificado con la introducción del modelo Ritiro Dedicato, con carácter retroactivo, para instalaciones acogidas en modalidad comercial y residencial construidas a partir de mayo de 2013. Esta nueva regulación está enfocada al uso de un modelo basado en incentivos recogidos en dos tipos de tasas. La primera hace mención a la cantidad de energía inyectada a la red y la segunda a la cantidad de energía eléctrica consumida instantáneamente. Esta remuneración económica será de 0,18c€/kWh para la energía vertida a la red y 0,11c€/kWh para la energía consumida instantáneamente.

Sólo se podrán acoger a este modelo instalaciones con potencia inferior a 200 kW, diferenciando entre instalaciones menores y mayores de 20 kW [42]. Esta limitación está enfocada a otorgar ciertas ventajas a estas instalaciones con el fin de poder cubrir la demanda de energía por parte de los usuarios, consiguiendo igualar las curvas de producción y demanda.



Por tanto, las instalaciones de hasta 200 kW podrán acogerse al modelo de Scambio sul Posto o al nuevo modelo Ritiro Dedicato.

En el caso del modelo antiguo su base reside en los derechos de energía diferida que se producen cuando la cantidad de energía vertida a la red es mayor que la suministrada por la misma. Estos derechos son de carácter ilimitado en el tiempo, realizándose facturación tanto mensual como anual. El cálculo de los costes de la energía inyectada y suministrada se calcula con los peajes con discriminación horaria, relacionados con los periodos en los que se ha realizado la generación y demanda de energía eléctrica, de forma que no existe un valor fijo de cada kWh consumido. El modelo posterior establece una facturación trimestral llevada a cabo por el operador de red y a parte también se realiza anual.

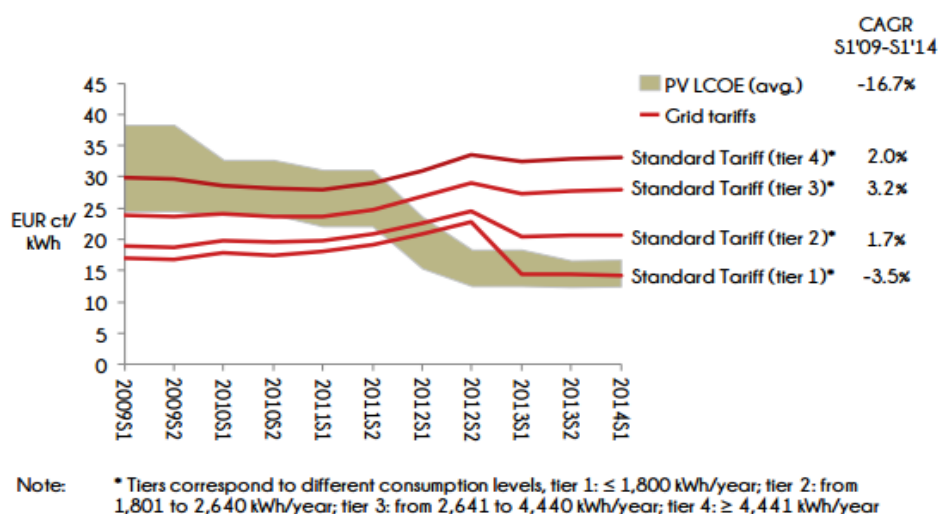
En este caso, Italia es el segundo país europeo que mayor radiación solar recibe, solo por detrás de España, por lo que las condiciones de desarrollo de la tecnología fotovoltaica son muy favorables. Las ciudades italianas donde más incide el sol se encuentran en el sur y en las islas de Sicilia y Cerdeña, como se puede ver en la siguiente imagen.



Gráfica 30. Mapa radiación solar global en Italia

Y todos estos factores han llevado a Italia a alcanzar la paridad de red. En la siguiente imagen se puede observar que en la ciudad de Roma se ha alcanzado, para consumidores domésticos de hasta 3 kW y para todas las tarifas de estudio analizadas en función del consumo.

Figure 34: Past evolution of retail electricity price and PV LCOE in Rome, Italy (including taxes)



Gráfica 31. Evolución del alcance de paridad de red en Roma

La rentabilidad de tener instalado autoconsumo, depende en gran medida de la cantidad de energía que se consuma. Sin embargo, como aparece en la imagen, para todos los casos de consumo estudiados sería rentable.

Los principales motivos, que han hecho que se alcance la paridad de red en Italia son:

- Los costes de las instalaciones, son especialmente competitivos, haciendo que el valor del LCOE, se vea reducido un 16,7% desde 2009 hasta 2014.
- Elevados niveles de irradiación.
- Precios relativamente elevados de las tarifas de red.
- Los descuentos utilizados en el estudio para el cálculo de la LCOE, no suponen ningún obstáculo en la relación coste-competitividad.

4.2.2.3. Reino unido

En diciembre de 2013, el Departamento de Energía y Cambio Climático publicó la hoja de ruta que seguirá el país para poder cumplir con el objetivo de la UE de generar el 15% de energía procedente de fuentes renovables para 2020 [45].

En octubre de 2013 también se publicó un informe específico para el sector de la energía fotovoltaica, considerando esta tecnología como una de las claves para lograr los objetivos marcados. En él se muestra como la tecnología fotovoltaica se ha convertido como la cuarta fuente de energía renovable en el país [45].

En los últimos tres años se ha producido un elevado crecimiento de la energía solar, debido entre otras cosas a los incentivos introducidos por el gobierno, al descenso de los costes de las instalaciones y al respaldo de la mayor parte de la población. La potencia total instalada aumentó 1,6 GW entre julio de 2012 y junio de 2013, situando al mercado británico entre los mercados de referencia [45].

En abril de 2014 se publicó la estrategia solar fotovoltaica apuntando al objetivo de conseguir tener 20 GW de potencia fotovoltaica instalada para 2020, con una metodología clara de control. También se indicó que la vía natural de expansión está en la instalación de paneles en los tejados, con un objetivo de duplicar a finales de 2015 lo que había en ese momento. De hecho, en los tres primeros meses de 2015 se han instalado más de 400 MW de potencia fotovoltaica [46].

El mecanismo de retribución utilizado en Reino Unido es el FIT, introducido por el gobierno británico y aplicable a todo el país, excepto Irlanda del Norte. Este sistema de primas representa un mecanismo de incentivos para que cualquier propietario de un inmueble invierta en energías renovables y obliga a las compañías eléctricas a pagar al consumidor una cantidad por cada unidad de electricidad producida a partir de fuentes renovables. De este modo, se podrá recuperar la inversión realizada para la instalación fotovoltaica en un período razonable de años. En la imagen, se muestra un esquema de cómo funciona esta regulación en Reino Unido.



Gráfica 32. Regulación fotovoltaica en Reino Unido

Respecto al balance neto, en el Reino Unido no existe un marco normativo legal que regule el suministro de energía eléctrica a través del mismo. No hay un modelo jurídico estable que otorgue esa seguridad a los consumidores que quieran realizar esta modalidad de autoconsumo, sino que existe una serie de tarifas reguladas anualmente para incentivar las energías renovables. Se definen tres tipos de tarifa [42]:

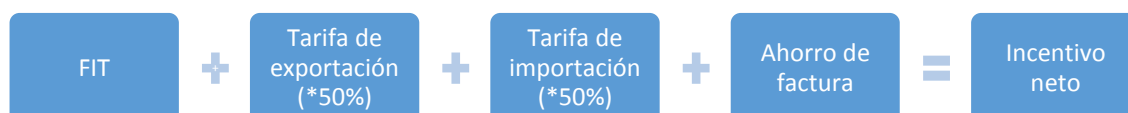
- Tarifa de Generación. Esta tarifa retribuirá económicamente por la energía generada en la instalación, con una tarifa fija de 20 años. Esta tarifa compensará cada kWh generado dependiendo del tipo de tecnología renovable y de la potencia de la instalación, con el fin de potenciar las instalaciones de baja potencia con una mejor tarifa. Esta tarifa equivale al FIT.

- Tarifa de exportación. Incentiva la inyección de energía eléctrica a la red, es decir los excedentes producidos y no consumidos por el usuario. Esta tarifa es igual para todo tipo de tecnología. Actualmente tiene un coste de 4,77 p/kWh por cada unidad de energía eléctrica inyectada [47]. Para las instalaciones que utilicen medidores, se computa la energía generada y exportada a la red, en el caso de que no tenga, se supone un valor aproximado del 50% de la energía generada. No obstante Reino Unido ha establecido una política encaminada a reemplazar los antiguos medidores de exportación durante el plazo de 2015-2019. Esta tarifa varía con el tiempo, en función de la tasa de inflación de acuerdo al IPC.

- Tarifa de importación. Es el precio fijado entre el consumidor y el operador de la red. Cuando la instalación no genere suficiente energía y la curva de demanda sea mayor que la de generación, el cliente tendrá que comprar energía eléctrica al operador de red.

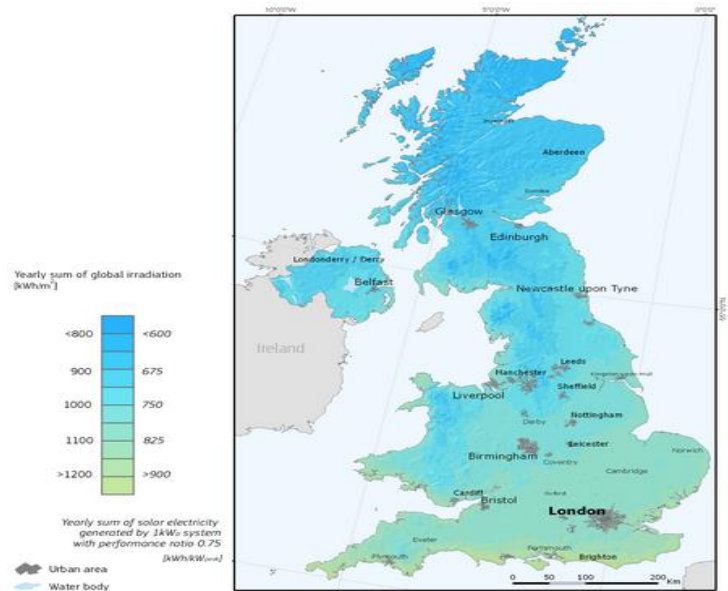
TARIFAS DEL SISTEMA DE PRIMAS FOTOVOLTAICAS HASTA 31 MARZO 2015	
Capacidad instalada total (kW)	1/10/14 a 31/03/2015 (p/kWh)
≤ 4 kW	14,38
> 4 - 10kW	13,03
>10 - 50kW	12,13
>50 - 150kW	10,34
>150 - 250kW	9,89
>250kW - 5MW	6,38
Autónomo/Independiente	6,38
Tarifa de exportación	4,77

Tabla 5. Tarifas del sistema de primas fotovoltaico en Reino Unido



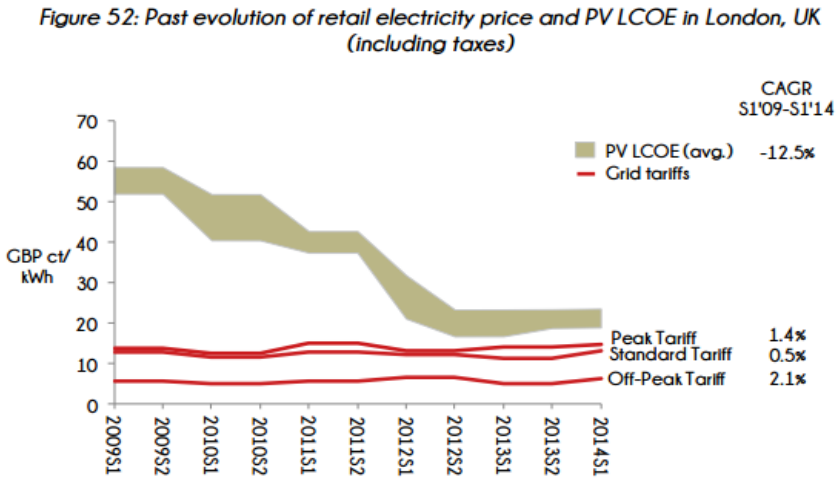
Los beneficios de la utilización de este sistema de incentivos se han visto reflejados a lo largo de los años en una reducción de las facturas eléctricas y a un fomento de las energías renovables, disminuyendo así el impacto medioambiental y las emisiones de CO₂.

Reino Unido es uno de los países europeos donde menos incide el Sol, y sin embargo se ha situado entre los principales países del mundo con mayor capacidad fotovoltaica instalada, gracias al sistema de retribución existente. Las zonas de mayor radiación solar se encuentran en el sur del país. La mayoría de instalaciones de energía solar fotovoltaica se encuentran en el suroeste y en el este del país, si bien es cierto que en los últimos años, se han desarrollado numerosos proyectos en Escocia.



Gráfica 33. Mapa radiación solar global en Reino Unido

Aunque el Reino Unido se encuentre lejos de la paridad de Red, como se puede ver en la siguiente imagen, el sistema de tarifas utilizado permite añadir, aparte de la tarifa correspondiente a aquello que exportan, un complemento adicional llamado tarifa de exportación, que permite un mayor ahorro en la factura y un impulso grande para el desarrollo del autoconsumo mediante balance neto.



Gráfica 34. Evolución del alcance de paridad de red en Londres

El LCOE ha experimentado un descenso considerable desde 2009 (un 12,5% hasta el primer período de 2014). Sin embargo, las tarifas de red se han mantenido prácticamente constantes en los últimos años.

La tecnología fotovoltaica está todavía algo lejos de ser competitiva frente a los precios de la electricidad de la red en el segmento residencial. Sin embargo, el esquema de retribución utilizado por Reino Unido para instalaciones fotovoltaicas domésticas fomenta el autoconsumo fotovoltaico de una manera eficiente.

4.2.2.4. Francia

La energía solar fotovoltaica en Francia ha pasado en algo menos de una década de ser prácticamente inexistente a ser uno de los principales países europeos en cuanto a potencia instalada. En diciembre de 2009, según datos del Sindicato de Energías Renovables, la potencia fotovoltaica instalada se había triplicado en menos de un año. Este gran crecimiento se debió a las bajas tarifas de compra de la electricidad unida a las altas tarifas de venta, de hecho la electricidad vendida estaba a un precio más alto que la comprado por los usuarios a la red.

Este crecimiento se frenó en 2010, debido al anuncio del nuevo orden tarifario y la suspensión de la obligación de compra de electricidad para algunas instalaciones. Aun así creció en 1079 MW, instalando en su mayoría pequeñas plantas de 3 a 100 kW [48].

En los últimos años el crecimiento se ha visto estancado. En 2013 el mercado francés se redujo significativamente, pese a ello, Francia se considera un país con un gran potencial sin explotar. Según los datos de la Comisión General Francesa sobre el Desarrollo Sostenible (CGDD) la capacidad fotovoltaica alcanzó los 5.095 MW a finales de junio de 2014.

En los primeros seis meses de 2014 se habían instalado 385 MW, la mayor parte de esta potencia correspondió a pequeñas instalaciones de hasta 36 kW de potencia y plantas fotovoltaicas de más de 250 kW [49].

El suministro de energía eléctrica por Balance Neto no está regulado normativamente en Francia como tal. No obstante, se ha propuesto una forma de Balance Neto a través de Electricité de France, establecido en el Code de l'énergie, donde en la Ordenanza n°2011-504 del 9 de mayo se dice que se permite que la energía generada por una instalación solar fotovoltaica y no consumida instantáneamente sea inyectada a la red principal, al igual que cuando la energía producida sea insuficiente para cubrir la demanda, el consumidor podrá comprar dicha energía eléctrica a la red [42].

Este modelo está catalogado como Balance Neto mixto, ya que la energía es retribuida económicamente y no se crean derechos de energía diferidos. Se establece un sistema de primas que incentiva el uso de fuentes renovables y ofrece un contrato entre compañía eléctrica y usuario, donde se garantiza la seguridad de compra de la energía generada por parte de EDF durante un período de 15 o 20 años. El precio viene fijado por el Gobierno y depende del tipo de contrato y la tecnología.

En este modelo regulatorio un consumidor podrá decidir si la instalación fotovoltaica que realice está dedicada al autoconsumo o a la exportación neta de la energía generada, es decir, el productor podrá vender toda la energía que genere mediante la instalación fotovoltaica, comprando de la red aquella que necesite para su consumo, o bien consumir su propia energía generada y vender los excedentes que no vaya a utilizar.

Según las tarifas publicadas en la página web de Electricité de France, la energía producida por los usuarios domésticos a través de instalaciones fotovoltaicas, puede ser comprada a un precio mayor que el que se carga a los consumidores. Por ello, curiosamente, es más rentable vender toda la energía producida y comprar solo la que se necesite para el consumo (exportación neta), asociada a un precio menor, fijado durante un período de 20 años por el gobierno francés [42].

Las tarifas eléctricas para consumidores residenciales en Francia para el último trimestre de 2014 y primero de 2015 son las siguientes:

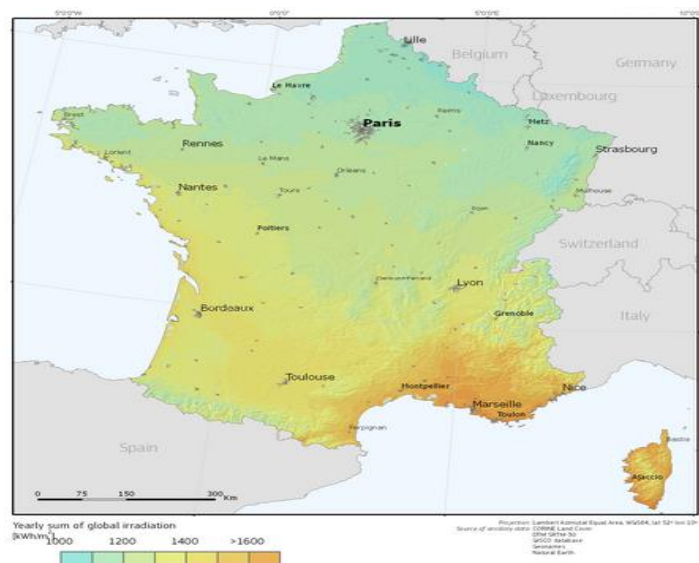
TIPO DE INSTALACIÓN	POTENCIA	1/10/2014 - 31/12/2014	1/01/2015 - 31/03/2015
Integrado al edificio	0-9 kW	26,97 c€/kWh	26,55 c€/kWh
Integración simplificada en edificio	0-36 kW	13,74 c€/kWh	13,47 c€/kWh
	36-100 kW	13,05 c€/kWh	12,79 c€/kWh
Otro tipo de instalación	0-12 MW	6,8 c€/kWh	6,62 c€/kWh

Tabla 6. Tarifas eléctricas fotovoltaicas para consumidores residenciales en Francia



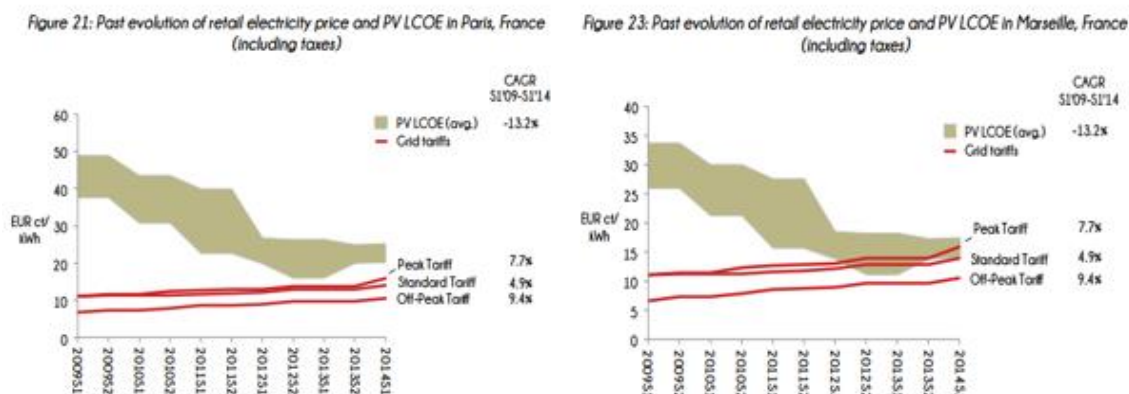
Las tarifas están orientadas a impulsar la realización de pequeñas instalaciones dedicadas al autoconsumo, variando en función de los segmentos de consumidores, el tipo y la potencia de instalación. Todo ello condiciona la creación de grandes instalaciones orientadas a la generación de energía eléctrica para verter a red. Las instalaciones de potencia entre 100 y 250 kW y mayores de 250 kW salen a subastas públicas [42].

En Francia, la radiación solar está por encima de la media europea, sin embargo, se mantiene por detrás de países como España e Italia. Las ciudades con mayor radiación se sitúan en el sur y sureste del país, como se puede apreciar en la siguiente imagen.



Gráfica 35. Mapa radiación solar global en Francia

Para saber cómo afecta realmente la radiación solar en la consecución de la paridad de red, se van a analizar las ciudades de París y Marsella, situada esta última al sureste.



Gráfica 36. Evolución del alcance de paridad de red en París y Marsella

Como se puede apreciar el LCOE ha disminuido un promedio de un 13,2% entre 2009 y 2014, mientras que los costes de la electricidad de la red han aumentado de manera más o menos constante. En Marsella ya se ha alcanzado la paridad de red y sin embargo en París, la paridad de red está todavía algo lejos de suceder, esto es debido a la alta irradiación solar que existe en Marsella.

A largo plazo, el autoconsumo ganará mucha más relevancia a medida que se reduzcan las tarifas de generación e incrementen los costes asociados a la red.

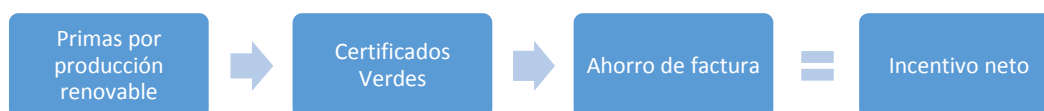
4.2.2.5. Otros países europeos

Bélgica

Bélgica es otro de los países a tener en cuenta en cuanto a potencia fotovoltaica instalada. A finales de 2011 se encontraba con un 2,9% del total de la potencia fotovoltaica mundial, unos 2 GW. En este mismo año, consiguió un nuevo récord instalando 880 MW de nuevos módulos fotovoltaicos, lo que le permitió ser el mejor año en cuanto a tecnología fotovoltaica [50].

Como resultado de las decisiones políticas al disminuir las medidas de apoyo, el mercado belga se redujo en los últimos años, pasando de 600 MW en 2012 a 215 MW en 2013 [37].

La regulación de Balance Neto en Bélgica es mediante un sistema híbrido combinando primas y certificados verdes. Sólo está regulado en Balance Neto para instalaciones inferiores a 3 kWp [51]. Los certificados verdes se basan en la obligación de que un determinado porcentaje o cuota de producción de electricidad, provenga de energías renovables, es decir, todos los consumidores están obligados a que un porcentaje fijo de su consumo o producción de electricidad se origine mediante energías limpias.

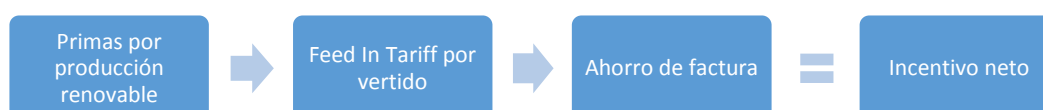


Holanda

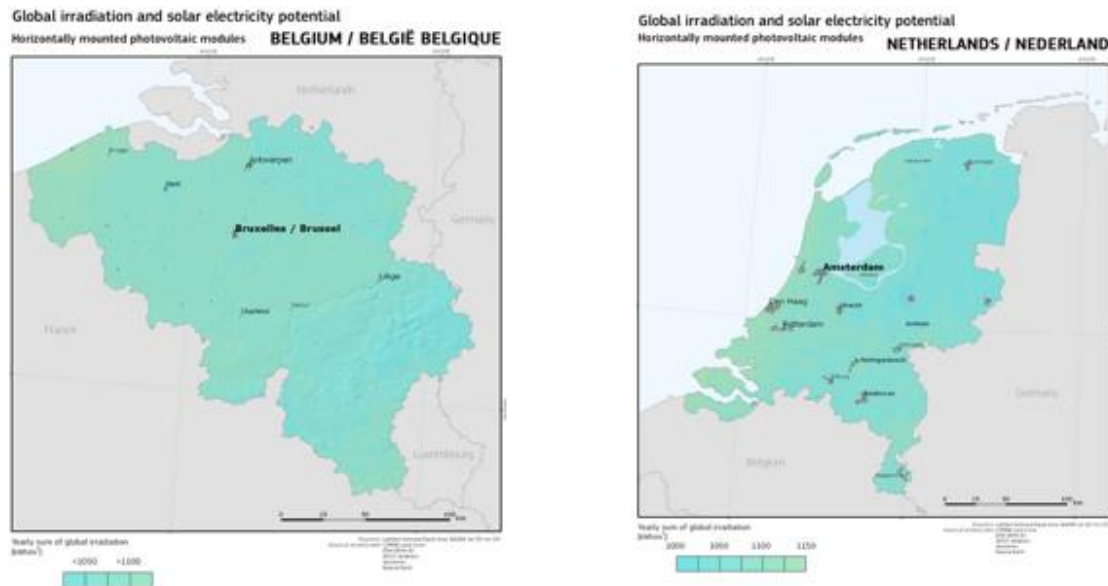
Desde 2012, Holanda ha vivido un crecimiento exponencial de la potencia fotovoltaica instalada, con la instalación de alrededor de 300 MW anuales. Este crecimiento se debe a los mecanismos de apoyo e incentivos que reciben las instalaciones de origen renovable.

Según el estudio “Self Consumption of PV Electricity” de EPIA de julio de 2013, Holanda se encuentra, junto con otros países como Bélgica (citado anteriormente) entre los países europeos que tienen implantado algún tipo de sistema de balance neto [38].

Durante los primeros 15 años, los productores de electricidad a través de fuentes renovables reciben una determinada tarifa por la energía producida. Además existen otras tarifas especiales para el excedente producido mediante el modelo de Balance Neto.



La radiación solar en estos dos países es bastante similar, y muy parecida a la de Alemania como se puede ver en las siguientes imágenes:



Gráfica 37. Mapa radiación solar global de Holanda y Bélgica

Grecia

A finales de septiembre de 2013, la capacidad fotovoltaica total instalada había alcanzado los 2523 MW, de los que 987 MW se habían instalado entre enero y septiembre de ese mismo año. La contribución fotovoltaica en 2014 al mix eléctrico del país ha alcanzado un 7,9% [39].

A pesar de la grave crisis financiera que vivía el país, Grecia ha conservado una de las tarifas (FIT) más favorables en toda Europa, con el fin de potenciar el desarrollo de esta tecnología. Y a esto ayuda que la radiación solar en la mayor parte de Grecia es bastante alta.

Portugal

A pesar de contar con muy buena irradiación solar, muy parecida a España, las instalaciones fotovoltaicas en Portugal han crecido muy tímidamente en los últimos años, destacando tan solo la instalación de varias plantas fotovoltaicas a gran escala.

Sin embargo, el pasado 20 de octubre de 2014, se publicó el Decreto-Ley 153/2014 que regula las instalaciones de autoconsumo sin más limitación que la propia potencia contratada por parte del cliente, una regulación con venta de excedente a la que se pueden acoger las instalaciones de energías renovables [52].

Este Decreto-Ley establece un régimen para las instalaciones que permitan la venta de excedente de electricidad, es decir, instalaciones de Balance Neto, y modifica el esquema de tarifas (FIT), pasando a llamarse régimen de “Unidades de pequeña producción” (hasta 250 kW de potencia).

Para instalaciones menores de 1 MW se asegura un precio de venta fijo de los excedentes a la red. Las instalaciones menores de 200 W van exentas de registros y las instalaciones de entre 200 W y 1,5 kW necesitan una mera notificación. Por encima de 1,5 kW las tramitaciones son algo más complejas [53].

En el esquema de tarifa se contemplan tres tipos de instalaciones: instalaciones solo de energías renovables, las que estén asociadas a un punto de recarga de vehículos eléctricos y las asociadas a instalaciones de energía solar térmica.

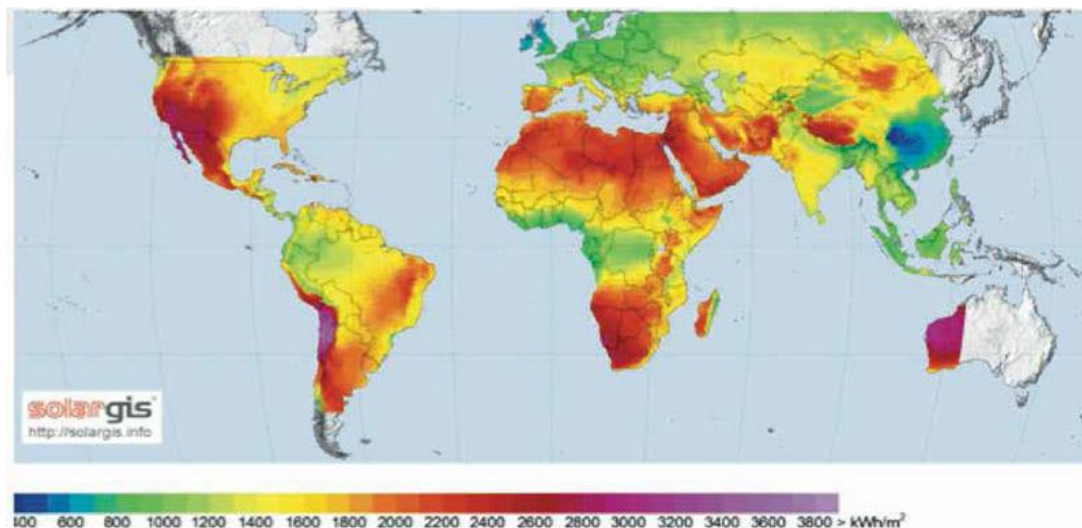
Por tanto, el esquema actual de Feed-in Tariff no desaparece, sino que se modifica. Por un lado, las instalaciones de hasta 4,68 kW pueden acogerse a un esquema de tarifa por un plazo de 15 años (a 66 €/MWh los primeros 8 años y 145 €/MWh los siete siguientes). Y, por otro lado las instalaciones con potencia superior a 250 kW pueden acogerse a un esquema de subastas de miniproducción (con un precio este año de 151 €/MWh) [53].

Además, como ya se ha explicado anteriormente, esta ley contempla el Balance Neto y permite la venta del excedente de electricidad producida, pudiendo cerrar contratos con el comercializador de último recurso o contratos bilaterales. Esta venta de excedentes para las instalaciones más pequeñas, se realizarán a un precio relativamente bajo. Esto supone una clara apuesta de Portugal por el autoconsumo.



4.3 EXPERIENCIAS FUERA DE LA UNION EUROPEA

Para analizar cómo se encuentran los distintos países de estudio en cuanto al desarrollo del esquema de Balance Neto, uno de los factores clave, como ya hemos explicado en el apartado anterior es la cantidad de recurso solar de la que se dispone. En esta imagen se puede ver de un modo general la radiación solar de las distintas partes del mundo, que nos servirá para ver qué países son los más propicios para aprovechar la energía procedente del Sol.



Gráfica 38. Mapa radiación solar mundial

4.3.1. Estados unidos (California)

Estados Unidos es uno de los países con mayor actividad en el mercado fotovoltaico en los últimos años. A principios de 2015, Estados Unidos contaba con más de 18 GW de potencia fotovoltaica instalada, gracias a la instalación en el último año de alrededor de 6,2 GW, el mayor crecimiento de los últimos años, logrando posicionarse como el tercer mercado más importante del mundo en 2014.

Desde 2010, el país ha vivido un crecimiento exponencial controlado, contando con numerosas plantas de conexión a red. En 2014, la capacidad fotovoltaica instalada creció más de un 30% respecto a 2013, donde se contaba con más de 4,7 GW instalados, la cual superó en más de un 40% la instalada en 2012 [54].

Si bien es cierto que Estado Unidos no mantiene una política energética nacional de apuesta firme por las energías renovables, y particularmente por la energía fotovoltaica, muchos estados sí que han fijado objetivos en materia de energías renovables, destacando entre ellos California, con un objetivo de que a finales de 2020 un 33% de la electricidad del estado se genere mediante energías renovables [39].

Gracias a este crecimiento producido en los últimos años, con una media casi del 40%, el coste del kWh producido a través de energía fotovoltaica se ha reducido considerablemente. Por esta razón, se prevé que en 2015 se alcance la paridad de red de la tecnología fotovoltaica en muchos estados del país, frente a las fuentes de energía convencionales. Esto se verá más adelante, particularizando en el estado de California.

La mayoría de instalaciones fotovoltaicas son de conexión a red y utilizan sistemas de balance neto. En EEUU hay actualmente más de 40 estados que utilizan sistemas de medición neta. El estado de Nueva Jersey, junto con Colorado, posee hasta el momento

la ley de Balance Neto menos restrictiva, mientras que el estado de California, es el principal líder de potencia solar instalada en hogares. Muchas de esas instalaciones fueron instaladas durante la iniciativa Million Solar roof de finales de octubre de 2006 [39].

Todo indica a que en los próximos años se vivirá también un aumento de la construcción de plantas solares en el sur y suroeste del país, aprovechando el clima y el terreno disponible, en los desiertos existentes en California o Arizona, por ejemplo.

En este proyecto se va a tomar como muestra de estudio el estado de California, ya que es el principal líder de potencia solar instalada y cuenta con mucho potencial de crecimiento fotovoltaico.

El modelo actual de Balance Neto se regula por el programa Federal de Energy Polity Act, instaurado en 2005. Cada uno de los estados aplica este programa para adaptarlo a sus curvas de producción y demanda por medio de incentivos y ahorros a los generadores renovables. Este programa promueve la generación distribuida y la generación de energía a partir de instalaciones renovables.

La ley que regula en California la compensación de la medición neta es la Ley AB 920. El modelo implantado en el estado de California, conocido como Net Excess Generation, es un sistema mixto que permite a los usuarios inyectar el excedente de energía a la red principal y demandarla en el instante que la precisen, además de contar con la posibilidad de recibir una remuneración económica por esos excedentes vertidos y no consumidos en un plazo de 12 meses [42]. Esta compensación económica es igual al precio minorista de la electricidad en el mercado, es decir, la tasa tendrá en cuenta el precio promedio de los 12 meses, tomando cierta discriminación horaria entre las franjas horarias de mayor generación de energía eléctrica a través de la tecnología fotovoltaica.

El usuario solo pagará la diferencia entre la energía extraída y la inyectada y los costes administrativos de la instalación. Los costes causados por inyectar energía a la red corren a cargo de las compañías eléctricas.



Este modelo posibilita la conexión de varios clientes-generadores, siempre que la energía excedentaria no supere ciertos márgenes. La figura del cliente-generador en este modelo está exenta del pago de un peaje por la energía que se vierte a la red. Sin embargo, se establece un tributo para financiar la investigación por parte del gobierno del Estado en materia de sostenibilidad y eficiencia energética.

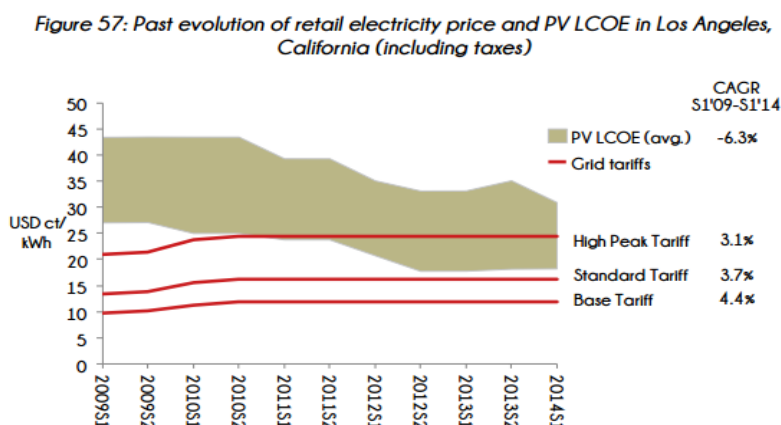
Existen otras modalidades de transferencia de créditos para los usuarios de un sistema de generación renovable que posibilitan la titularidad compartida [42]. El “Virtual Metring Options” permite que la energía eléctrica generada por una instalación pueda generar créditos de energía diferida para el resto de residentes dentro de un complejo residencial que serán distribuidos en sus facturas.

Otra modalidad estudiada fue la propuesta “Meter Agregation”, que consiste en la transferencia de los derechos de energía por medio del sistema de cableado de la instalación, con otras contiguas a la misma, favoreciendo así que la energía excedentaria de una instalación pase a ser consumida por otra con una tarifa más barata que la suministrada por la red.

La potencia de las instalaciones está limitada a 1 MW, con el límite de no superar el 5% de la demanda pico de la potencia de la instalación [42]. De este modo se impulsan las instalaciones de baja potencia en régimen residencial, comercial e industrial.

La radiación solar en California indica que es un emplazamiento con gran atractivo para la implantación de instalaciones fotovoltaicas, ya que se tienen valores altos. Los valores de radiación anual media en superficie horizontal son superiores respecto a España.

Como se puede apreciar en la siguiente imagen, el LCOE fotovoltaico ha descendido un promedio de un 6,3% desde 2009 hasta 2014, mientras que los precios de las tarifas eléctricas han incrementado en los últimos años, pero en menor medida. De hecho el LCOE es ya más bajo que las tarifas más altas de electricidad



Gráfica 39. Evolución del alcance de paridad de red en Los Ángeles (California)

El autoconsumo fotovoltaico es ya una alternativa atractiva para los consumidores con una proporción relativamente alta de la demanda de electricidad durante las horas pico. En ese período se considera alcanzada la paridad de red. No obstante, queda un largo recorrido para las demás tarifas, por lo que el coste de generar con tecnología fotovoltaica tiene que seguir esa disminución para los próximos años.

Se considera el sistema de medición neta de California como un modelo de referencia sobre cómo promover el autoconsumo fotovoltaico de una manera rentable.

4.3.2. Brasil

Las energías renovables fueron impulsadas en Brasil gracias al Programa del Ministerio de Energía y Minas, PROINFA, el cual estableció en un principio la conexión de 3300 MW de energía renovable en el sistema. Con este programa se realizaron grandes inversiones en eólica y biomasa, sin embargo la energía solar fotovoltaica no fue incluida.

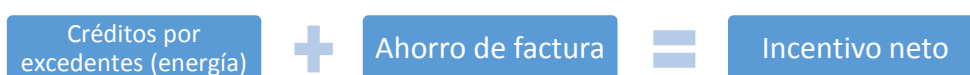
Aunque la energía solar no estuvo en un principio apoyada, Brasil implementó varios programas que impulsaban la energía solar para electrificación rural y para sistemas aislados, entre los que destaca el PRODEEM, el cual supuso un gran avance para la industria solar [55].

A partir de ahí, la energía solar fotovoltaica comenzó a extenderse y a introducirse en el mercado como modo de autoabastecimiento. La generación distribuida con tecnología fotovoltaica se introdujo en el país, sobre todo como un modelo de generación de plantas de autoconsumo de pequeña y mediana potencia para consumidores residenciales y pequeñas industrias.

En 2012, la Agencia Nacional de energía Eléctrica (Aneel) aprobó el Reglamento 482/2012 que permite el desarrollo del Balance Neto, con el objetivo de promover la tecnología fotovoltaica. En esta norma se establecen las condiciones generales para el acceso de las instalaciones de micro (menor a 100 kW) y minigeneración (de 100 kW a 1 MW) distribuida a los sistemas de distribución de energía eléctrica, creando un sistema de compensación de la electricidad [56].

Esta resolución ofrece un respaldo legal a aquellos productores que deseen integrar su instalación en la red eléctrica. El equipo de conexión a la red será pagado por el cliente y las distribuidoras deben estar preparadas para adaptarse a las peticiones de instalación. Además, estas distribuidoras deben pedir una serie de requisitos al cliente con los cumplir con todos los requisitos de seguridad necesarios.

En este esquema de balance neto, la energía producida por la instalación fotovoltaica será entregada en calidad de préstamo gratuito al distribuidor. El cliente recibirá un crédito de energía que tendrá que consumir en los siguientes 36 meses [56]. De esta forma todos los consumidores que generen su propia energía y ofrezcan sus excedentes, podrán ver reducidas sus facturas eléctricas.



Gracias a este esquema, a la reducción de los precios de la tecnología fotovoltaica y al gran recurso solar con el que cuenta el país, se espera que cada vez se reduzcan más los períodos de amortización de la inversión.

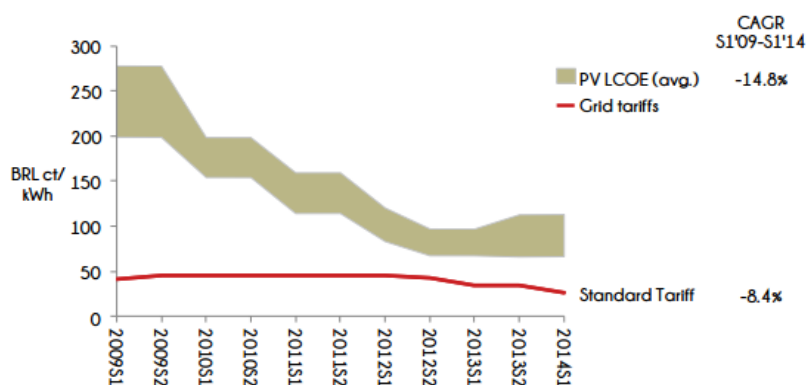
Y es que, una de las principales ventajas que tiene el país, es que el sol brilla de forma permanente todo el año, exceptuando situaciones puntuales. Además, tiene altos índices de radiación en gran parte de su territorio. Por todo ello, el modelo de balance neto permitirá inyectar la energía producida durante el día y consumir por la noche la energía de la red, permitiendo un continuo cambio de energía.

En enero de 2013, el Gobierno brasileño implementó una reducción de las tarifas de electricidad, lo que supuso para los consumidores residenciales un año de reducción de entre un 6% y 9% [35].

A pesar de los niveles de radiación de Brasil, el LCOE fotovoltaico es mayor en Brasil que en otros países, debido en parte a la inmadurez del mercado fotovoltaico y a una mayor tasa de descuento utilizada para el cálculo que refleja las altas tasas de inflación.

Como resultado de estos factores, la paridad de red fotovoltaica está aún por alcanzarse en ciudades como Sao Paulo, como puede verse en la imagen:

Figure 11: Past evolution of retail electricity price and PV LCOE in São Paulo, Brazil (including taxes)



Gráfica 40. Evolución del alcance de paridad de red en Sao Paulo

El LCOE fotovoltaico ha experimentado una disminución considerable (un decrecimiento de un 14,8% en el período de estudio), mientras que la tarifa de red también ha experimentado una importante reducción, como se dijo anteriormente.

Sin embargo, en zonas con mayores niveles de irradiación, la tecnología fotovoltaica en el segmento residencial está más cerca de ser competitiva frente a la red eléctrica, y la paridad de red se puede alcanzar pronto.

Parece que el modelo de balance neto implementado, es un excelente instrumento para fomentar el mercado de autoconsumo en Brasil. Sin embargo, aún es demasiado pronto para determinar su impacto real en el mercado.

4.3.3. México

México lidera la producción solar en Latinoamérica. En los últimos años la capacidad fotovoltaica instalada ha venido casi duplicando la de años anteriores y se espera que en los próximos años crezca aún más, para alcanzar el objetivo de cubrir antes de 2025 el 35% de la demanda energética del país a partir de energías renovables, según la ley aprobada por el gobierno mexicano en 2012.

Hasta octubre de 2014 la Comisión Reguladora de Energía otorgó distintos permisos de generación fotovoltaica, alcanzando una capacidad total de 1.222 MW contando los proyectos que se están operando y los que se pretenden construir a corto plazo. Con esta nueva capacidad, junto a los 49,9 MW ya existentes en todo el país, la generación fotovoltaica supondrá un 2% de la generación total de electricidad del país [57].

Según algunos expertos, la tecnología fotovoltaica tanto para instalaciones pequeñas ubicadas en techos y azoteas como para grandes plantas, ya tiene un precio competitivo y los costes de la energía se han igualado a algunas tarifas eléctricas residenciales como las de Italia o España.

Como ya se ha dicho anteriormente, en los últimos años ha surgido un gran interés en fomentar las energías renovables y para ellos se han propuesto leyes y normativas para regular las instalaciones de autoconsumo en cualquier lugar del país.

Desde el 7 de Junio de 2007 México cuenta con un modelo de contrato de conexión de sistemas solares fotovoltaicos de pequeña escala con la red general. En él se permite a los usuarios domésticos instalar sistemas de hasta 10 kWp y a los usuarios comerciales de hasta 30 kWp en baja tensión. A partir de este momento cualquier productor doméstico de electricidad podría conectarse con la red e intercambiar electricidad.

En 2010 se amplió este modelo dando entrada a nuevas fuentes de energía renovable y a la cogeneración. En esta segunda resolución se contemplaba a los medianos productores y se ampliaba la capacidad máxima de potencia instalada en locales comerciales e industriales hasta 500 kWp. Esta es la ley vigente a día de hoy para el modelo de Balance Neto [58].

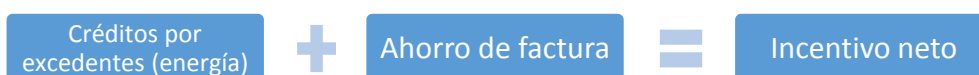
En 2012, la Comisión emite una tercera resolución, aprobando un modelo de contrato de interconexión, complementario al anterior, para fuentes colectivas de energía renovable o cogeneración. Este modelo es únicamente específico para las instalaciones a pequeña escala en edificios multifamiliares o en zonas de comercio u oficinas.

Se establecen tres categorías de instalaciones que pueden ser conectadas a red en función de la capacidad instalada y son: sistemas de pequeña escala (doméstico y pequeños comercios), mediana escala (industrias) y sistemas de generación comunitarias (común a varias personas) [58].

El esquema de Balance Neto en México sigue el mismo principio básico que el de Brasil. El generador puede inyectar sus excedentes a la red eléctrica y en el caso de necesitar energía eléctrica, puede tomarla de la red para satisfacer su consumo. Toda la energía, tanto inyectada como tomada de la red se contabiliza mediante un contador de doble sentido y se establece la diferencia entre la energía inyectada y consumida.

En el caso de que se inyecte más energía de la que se ha consumido de la red, el usuario obtendrá un saldo de energía eléctrica de valor igual a la diferencia entre lo inyectado y consumido que podrá recuperar de la red con un plazo máximo de 12 meses. Después de este plazo, el saldo se cancelaría y no habría ningún tipo de compensación. Este saldo o crédito a favor se conservará en un banco de energía, clasificándose en el período horario y mes en el que fue generado.

En el caso de que la energía inyectada sea menor que la consumida de la red, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) cobrará la diferencia a tarifa aplicable. Si el usuario cuenta con saldo positivo de meses anteriores, la CFE lo descontará a partir de los meses más antiguos, hasta que el balance del mes quede a cero. Si el balance llega a cero, y queda saldo, éste se guardará para los siguientes meses. Si el usuario no cuenta con saldo, tendrá que comprar como si de un consumidor convencional se tratara.

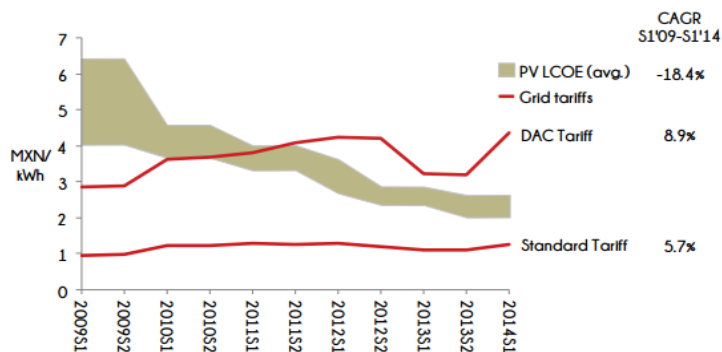


Para el caso que nos ocupa que son las pequeñas instalaciones de potencia menor a 10 kW para uso doméstico, la conexión de estos sistemas de balance neto a la red se realizará firmando un contrato con la CFE, que instalará el contador bidireccional y realizará la propia conexión directamente, sin necesidad de permisos.

De acuerdo con el gobierno, México es uno de los cinco países más atractivos para invertir en energía solar, ya que su ubicación geográfica y radiación solar permite el desarrollo de esta tecnología. Un 70% del territorio mexicano presenta una radiación superior a 4,5 kWh/m²/día. Tanto es su potencial, que se estima que una planta solar de 25 km² en cualquier lugar del estado de Chihuahua podría proporcionar toda la energía demandada por el país [39]. Además es el mayor productor de módulos fotovoltaicos en América Latina.

Como se puede ver en la siguiente imagen la paridad de red ya se ha alcanzado para los consumidores que pagan una tarifa más alta (más del doble de la tarifa residencial promedio).

Figure 42: Past evolution of retail electricity price and PV LCOE in Mexico City, Mexico (including taxes)



Gráfica 41. Evolución del alcance de paridad de red en Ciudad de México

Aunque el LCOE fotovoltaico ha experimentado una reducción del 18,4% en el período 2009-2014 para el consumidor residencial medio todavía no es competitiva frente a los precios de electricidad de la red. No obstante, se está trabajando bien en este aspecto y se espera que en un futuro cercano también se pueda alcanzar.

4.3.4. Chile

Otro de los países sudamericanos que ha experimentado un gran desarrollo de la industria fotovoltaica en los últimos años es Chile. Según la Agencia Internacional de Energía, la apertura de este nuevo mercado solar, sin necesidad de subsidios, se ha desarrollado gracias al alto precio de la electricidad y a los elevados niveles de radiación existentes en el país, y en especial en el norte de Chile.

A esto hay que añadir que, de acuerdo con la meta fijada por el Gobierno con la inclusión de la Ley 20.757, en 2025 se exige que el 20% de la energía provenga de fuentes renovables y así reducir la dependencia de importación de gas natural [59]. Por lo que, sin duda, Chile es un mercado con un enorme potencial fotovoltaico y de promoción de las energías renovables.

Como ya se ha dicho anteriormente, dados los altos precios de la electricidad en Chile, las plantas solares son rentables sin necesidad de subsidios. Gracias a la competitividad de la tecnología fotovoltaica, basta con vender la energía a precio de mercado. No obstante, existen ciertos incentivos especiales, créditos tributarios, para la inversión en determinadas regiones como Arica y Parinacota.

La mayor parte de la capacidad fotovoltaica instalada en Chile, se ha desarrollado en el último año. Los proyectos solares que había en operación a principios de 2014 tenían una potencia de 189 MW. A esta potencia se añadirán otros 460 MW de proyectos en fase de construcción. De hecho, la mayor central fotovoltaica realizada en Latinoamérica en 2014, se inauguró en Junio y cuenta con una potencia de 100 MW, equivalente al consumo anual de 125.000 hogares [60].

Respecto al modelo de autoconsumo mediante el esquema de Balance Neto, el 22 de marzo de 2012, el Gobierno publicó la Ley 20.571, por la cual se regula el pago de las tarifas eléctricas a los generadores residenciales y donde se abre la puerta a los pequeños productores de electricidad mediante este esquema y permite inyectar los excedentes a la red a cambio de un precio que se descuenta de la factura final. Hasta la salida de un reglamento, la ley sigue sin vigencia a día de hoy [61].

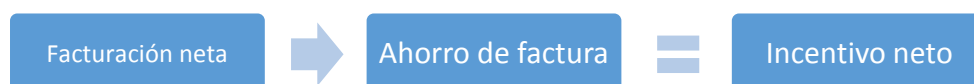
La capacidad instalada por cliente o usuario final apunta a que no podrá superar los 100 kW de potencia. La empresa de distribución velará por todos los aspectos relativos a la instalación siguiendo en todo momento la reglamentación establecida.

Según esta ley, el excedente de energía que se inyecta a la red pasa a adquirir un valor económico. Este precio es el mismo que el que las empresas de distribución venden la electricidad a sus clientes y que está regulado por decreto. También se tienen en cuenta las pérdidas de energía a la hora de tarifar la electricidad. A final de mes se descuenta el precio de la energía tomada de red con el precio de la inyectada a la red.

Si el generador fotovoltaico consume de la red más de lo que inyecta, la distribuidora facturará de forma normal la diferencia. En el caso contrario, la diferencia queda almacenada virtualmente y se descuenta de la factura de los meses siguientes, ajustándose mes a mes conforme el IPC. Si el saldo a favor del cliente no puede ser descontado en el plazo que determine el contrato, esta cantidad será pagada en dinero por la distribuidora al productor fotovoltaico.

Según la ley, la compañía y el cliente productor fotovoltaico firmarán un contrato en el que se detallarán diversos aspectos como la capacidad instalada, la opción tarifaria, el mecanismo de pagos remanentes que no hayan podido descontarse y otros conceptos básicos que incluya el reglamento.

Este esquema de funcionamiento presenta ciertas diferencias con respecto a otros esquemas de balance neto. En este caso, la energía inyectada a la red se valoriza, pasando de un valor en kWh a valor en unidad monetaria. Este esquema supone que el balance neto se convierte en el llamado netbilling o facturación neta [61].

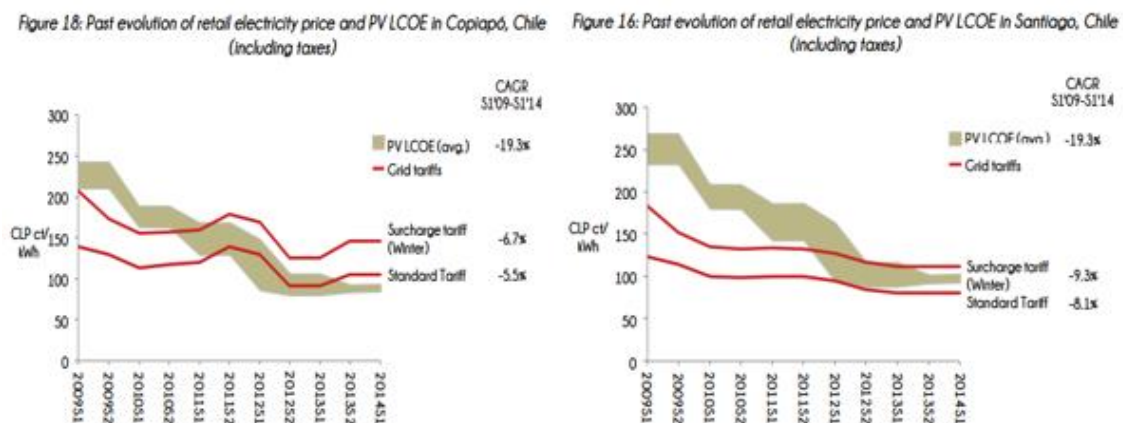


Otra diferencia es que los excedentes que no han sido usados en el tiempo determinado por el contrato se pueden recuperar, permitiendo recibir la compensación correspondiente pagada en dinero. En otros países, estos excedentes no usados caducan y no se pueden recuperar ni recibir ningún tipo de compensación por ellos.

Además, esta ley determina que los beneficios económicos obtenidos por el productor doméstico fotovoltaico al inyectar energía en la red, no serán considerados como renta y estarán exentos del pago del IVA, salvo algunas excepciones. No obstante, muchos de los aspectos tratados en esta ley, quedan a la espera de que aparezca el reglamento que las defina y otorgue valor legal [61].

Respecto a la radiación solar, los niveles de irradiación media en Chile superan entre un 30 y un 40% los niveles existentes en países referencia en Europa como España e Italia. Regiones como la de Atacama, que cuenta con una radiación solar de las mayores del planeta, son idóneas para la instalación de parques y pequeñas instalaciones de autoconsumo.

A la hora de analizar si se ha alcanzado la paridad de red en todo el país, se han comparado los valores obtenidos en la ciudad de Copiapó, situada al norte y con altos niveles de irradiación; y lo de la ciudad de Santiago, la capital, con unos menores valores de irradiación. El resultado se puede ver en las siguientes imágenes:



Gráfica 42. Evolución del alcance de paridad en Copiapó y Santiago, Chile

En Santiago, la paridad de red es sólo parcial, ya que el LCOE fotovoltaico sólo es competitivo frente a la tarifa aplicada al exceso de consumo en invierno. En cambio en Copiapó, el LCOE es también más bajo que la tarifa eléctrica estándar.

Estos resultados nos indican que en el norte de Chile ya se ha alcanzado la paridad de red, mientras que en otros lugares con menor irradiación se ha alcanzado solo de manera parcial. Cabe destacar que Copiapó, no tiene los niveles más altos de irradiación del país, sin embargo es una buena referencia debido al número total de habitantes.

La principal conclusión, es que el sistema de regulación propuesto por Chile mediante la facturación neta o net billing, se considera un incentivo adecuado para promover un mercado de autoconsumo fotovoltaico y un buen sistema de fomento de las energías renovables [35].

4.3.5. China

En los últimos años, la industria fotovoltaica se ha desarrollado superando incluso las previsiones iniciales de instalación. Según los planes establecidos en 2007 por la Comisión para la Reforma y el Desarrollo Nacional, la potencia instalada en China debía llegar hasta los 1800 MW en 2020. En mayo de 2011, según la Asamblea Popular Nacional el objetivo mínimo para 2015 era tener una capacidad fotovoltaica de 5 GW, y en 2020 se debía alcanzar los 30 GW de potencia instalada [37].

Pero todo esto eran previsiones. La realidad superó con creces la capacidad fotovoltaica prevista a instalar. A finales de 2011 se alcanzaron los 2900 MW superando en más del doble la potencia fotovoltaica instalada el año anterior. En 2012, China añadió 5 GW de potencia, alcanzando los 8 GW de potencia total instalada.

A comienzos de 2014, China contaba ya con cerca de 20 GW de potencia fotovoltaica, logrando alcanzar a final de año los 28 GW de potencia.

El objetivo actual de potencia fotovoltaica para 2015 está establecido en 40 GW. De acuerdo a los últimos planes de la comisión reguladora del país, la previsión para 2020 se puede ver incrementada hasta una potencia de 100 GW [39].

Este fuerte incremento se ha debido principalmente a un crecimiento en el número de instalaciones residenciales, propiciado por un fuerte descenso de costes de la energía fotovoltaica que ha llegado a ser una opción más barata que otras fuentes de energía. Se espera que a finales de esta década la tecnología fotovoltaica presente precios más competitivos que el carbón y el gas.

Por tanto, la industria fotovoltaica se ha convertido en una referencia. En 2014, China fabricaba aproximadamente la mitad de los productos fotovoltaicos utilizados a nivel mundial, superando ampliamente a países como Japón y Estados Unidos, antiguos referentes en cuanto a la producción de paneles y células fotovoltaicas.

4.3.6. Japón

Uno de los países ha experimentado un mayor crecimiento en los últimos años es, sin lugar a duda, Japón. Se ha convertido en uno de los líderes principales en la fabricación de módulos fotovoltaicos junto a China, entre los que destacan Kyocera, Sharp Corporation o Sanyo, y cuenta con más de 23 GW de capacidad fotovoltaica instalada a finales de 2014, en su mayoría conectada a red [39].

Esta expansión de venta de módulos fotovoltaicos que ha vivido el país, se ha producido, en parte, por la introducción de una tarifa, por parte del Gobierno nipón, para incentivar la fotovoltaica tras el trágico accidente nuclear de Fukushima y la paralización de la mayoría de centrales nucleares.

La potencia fotovoltaica instalada alcanzó un nuevo récord en 2014 con la instalación de 10 GW de potencia, superando los 7 GW instalados en 2013. Con la potencia total instalada a fecha de finales de 2014, se generaba un 2,5% de la demanda eléctrica del país. Pero las previsiones son todavía más prometedoras en este campo, y es que se espera aumentar la capacidad fotovoltaica 10,4 GW más para 2015 [54].

El mercado fotovoltaico nipón ha estado siempre muy unido al ámbito residencial y la mayor parte de las células y módulos vendidos en Japón están destinados a proyectos residenciales.

La primera vez que se incluyó el término autoconsumo en la regulación fue a mediados de 2005. Se eliminaron las ayudas directas a la fotovoltaica, dejando que el mercado operara en régimen de autoconsumo, regalando al sistema los excedentes producidos. Esto propició que cayera el mercado solar y hubiera un mayor control de la potencia instalada.

En 2009, y con el fin de disminuir la dependencia energética y frenar el calentamiento global, se estableció una tarifa para la energía excedentaria. Gracias a esta política, la potencia solar se duplicó en 2010 y se consiguieron fomentar las energías renovables [62].

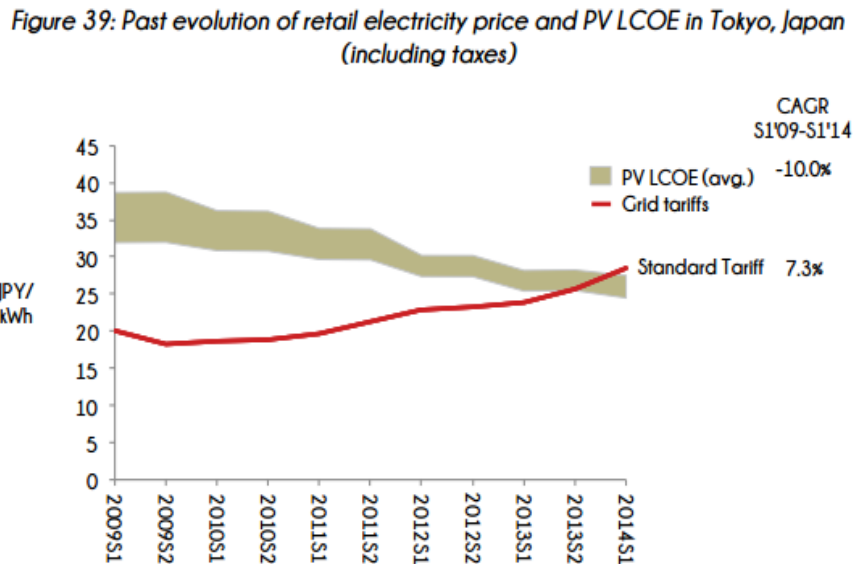
En julio de 2012, el gobierno japonés puso en marcha un programa de tarifas FIT que permite a los sistemas fotovoltaicos por debajo de 10 kW la posibilidad de consumir parte de su generación fotovoltaica y recibir un pago por el exceso de electricidad vertido a la red, es decir, un programa de balance neto [35].

Japón utiliza un sistema de balance neto de ámbito municipal. La regulación del modelo de balance neto establece un pago por todos los kWh producidos y vertidos a la red durante los 20 primeros años. Además los consumidores también pueden beneficiarse de subvenciones a la inversión. Todas estas facilidades han permitido el gran aumento de las instalaciones fotovoltaicas residenciales.



El recurso solar en Japón es óptimo para el desarrollo de la tecnología solar fotovoltaica. Los valores suelen estar comprendidos entre 4,3 y 4,8 kWh/m²·día.

Y todos estos factores han ayudado a que se haya alcanzado la paridad de red fotovoltaica en una de las principales ciudades del país, como es Tokio, como se puede ver en la siguiente imagen:



Gráfica 43. Evolución del alcance de paridad de red en Tokio

Se ha alcanzado la paridad de red, principalmente por dos factores principales (recordemos que la tasa utilizada para este análisis puede también afectar ya que es relativamente baja):

- Los precios de los sistemas fotovoltaicos se han reducido de forma sostenible.
- Los precios de la electricidad son altos y han aumentado gradualmente, alcanzando el 7,3% para el período de estudio.

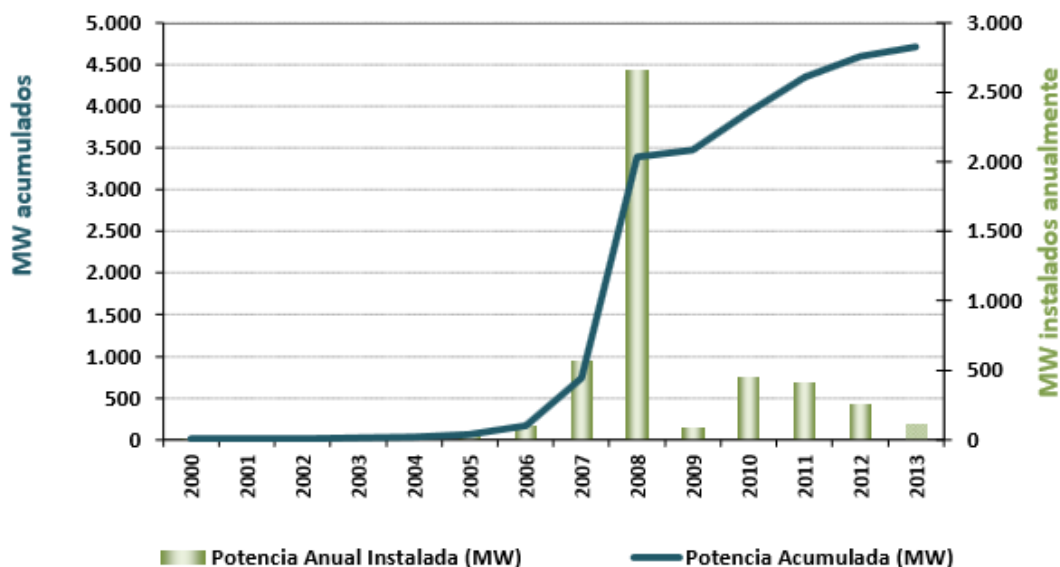
La tarifa de electricidad de Tokio es una de las más altas del país, por lo que en muchas ciudades de Japón, es posible que no haya alcanzado aún la paridad de red fotovoltaica. Además, como resultado de la disminución de precios de los combustibles, es posible que las tarifas de electricidad se reduzcan con el tiempo [35].

No obstante, Japón es considerado como un modelo de referencia para el desarrollo de la tecnología fotovoltaica y es que, alcanzar la paridad de red es sinónimo de mercado fotovoltaico rentable y sostenible.

5. ANÁLISIS COMPARATIVO DE ESPAÑA RESPECTO A OTROS PAÍSES

5.1. Capacidad actual y potencial del sector fotovoltaico

Como se ha indicado en el punto 3 del presente proyecto, la capacidad actual del sistema fotovoltaico español es de 4651 MW (según los datos recogidos por la CNMC). Aproximadamente el 60% de la capacidad actual se instaló en el 2008, año en el existían unas condiciones muy favorables para la realización de instalaciones fotovoltaicas.



Gráfica 44. Evolución de la capacidad fotovoltaica instalada

Desde principios de la década de los 2000 y como respuesta a las medidas de apoyo a las energías renovables que se estaban llevando a cabo en la Unión Europea, se promulgaron leyes que incentivaban la implementación de instalaciones fotovoltaicas y que supusieron el inicio de la tecnología fotovoltaica en España. En 2004, se eliminaron las barreras económicas existentes para la conexión de energías renovables a la red eléctrica, promoviendo también las instalaciones a gran escala, al garantizar la venta de energía mediante primas a la generación.

Gracias a esta regulación, y al posterior RD 661/2007, España se convirtió en 2008 en uno de los países con más potencia fotovoltaica instalada en el mundo, ya que solo en ese año se instalaron 2708 MW de potencia. Sin embargo, en los años siguientes se frenó este crecimiento debido a modificaciones en la legislación del sector. En el año 2012 se aprobó el Real Decreto Ley 1/2012 por el que se procedió a la suspensión de forma indefinida de los cupos del Régimen Especial de Energía, es decir, los procedimientos de preasignación de retribución y de los incentivos económicos para nuevas instalaciones fotovoltaicas y demás energías renovables.

En cuestiones de producción energética y cobertura de la demanda, en 2013 la energía fotovoltaica cubrió el 3,1% de la generación eléctrica según Red Eléctrica [11], operador del sistema, muy lejos de valores de países como Alemania, Italia o Grecia.

El Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España (2011-2020) contempla 7.250 MW de potencia instalada para el año 2020 [63]. Sin embargo, a día de hoy, la crisis del sector renovable, y en especial de la tecnología fotovoltaica, en España sigue latente, y existe una contradicción entre los objetivos europeos de impulso de las energías limpias y el escaso desarrollo en los últimos años en España de las energías renovables y el Balance Neto, en comparación con el desarrollo de muchos de los países analizados en el apartado anterior.

5.2. Eficiencia del marco legislativo

Como se ha dicho anteriormente, existe en España un borrador de Real Decreto sobre Balance Neto, por el que se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas para esta modalidad. Sin embargo, a día de hoy, el Balance Neto sigue pendiente de regulación, a diferencia de la mayoría de países occidentales desarrollados.

El primer paso se dio en 2011 cuando se aprobó el Real Decreto 1699/2011 por el que se estableció la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia y aplicable a consumidores de energía eléctrica de potencia contratada no superior a 100 kW y que utilicen cualquier tecnología renovable para la generación eléctrica.

Sin embargo, de acuerdo con la Disposición Adicional Segunda de este Real Decreto, las condiciones administrativas, técnicas y económicas del consumo de energía eléctrica producida en el interior de la red de un consumidor para autoconsumo no estaban fijadas, emplazando en 4 meses a desarrollar la correspondiente regulación, que sigue sin ser publicada de forma concluyente.

En 2013 se desarrolló la propuesta de Real Decreto que regulaba el autoconsumo en España, como se indicó en el apartado 3 del presente proyecto creando el “peaje de respaldo” para las instalaciones de autoconsumo conectadas a red. A pesar de no estar aprobado, esta propuesta ha creado mucha incertidumbre en el sector, paralizando completamente la creación de instalaciones de autoconsumo, al alargar la recuperación de las inversiones.

5.3. Ayudas y tipologías de incentivos

El principal régimen retributivo de las energías renovables que existía, estaba regulado mediante el Real Decreto 661/2007. Este sistema Feed- in Tariff (FIT) que regulaba la actividad de producción de energía eléctrica establecía dos opciones de incentivos. Los productores podían vender su energía a una tarifa regulada, es decir, un precio fijo por la energía vertida o podían vender directamente en el mercado libre, al precio de mercado más una prima o incentivo en función de las tecnologías.

Más tarde, a principios de 2012, salió a la luz un nuevo Real Decreto Ley 1/2012 que suspendía de forma temporal los procedimientos de preasignación de retribución de energías renovables y eliminaba los incentivos para las nuevas instalaciones.

Sin embargo, el año pasado se publicó un nuevo Real Decreto, el RD 413/2014, por el que se regulaba la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos [28]. Se trata de una retribución basada en la venta de energía a precio de mercado, sustituyendo a la tarifa regulada que aparecía en el RD 661/2007 e introducía un régimen retributivo específico formado por:

- Retribución a la inversión por unidad de potencia (R_{inv}). Tiene como objetivo compensar los costes de inversión que no puedan ser recuperados por la venta de energía en el mercado.
- Retribución a la operación (R_o). Este término cubre la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de producción de dicha instalación tipo.

Se establece un número de horas equivalentes de funcionamiento máximas para las cuales la instalación tiene derecho a percibir esta retribución a la operación. Además, para las instalaciones fotovoltaicas anteriormente sujetas al RD 661/2007, el término de potencia está referido a la potencia nominal de las instalaciones y no a su potencia pico. Esto se traduce en una menor retribución, ya que la mayor parte de la retribución que percibirán las instalaciones fotovoltaicas procede del concepto R_{inv} , concepto que se refiere a la potencia instalada.

Para el cálculo de estos parámetros se considera una instalación tipo con un valor estándar de inversión inicial, con costes e ingresos estándar a lo largo de su vida útil regulatoria. La orden IET 1045/2014 establece 578 instalaciones fotovoltaicas tipo [29].

A la hora de cuantificar el régimen retributivo específico se establecen períodos y semiperíodos regulatorios. Los períodos regulatorios tendrán una duración de 6 años, y se dividirán en dos semiperíodos regulatorios de tres años [28]. Al final de cada período

regulatorio se podrán modificar todos los valores que permiten cuantificar los parámetros retributivos (a excepción de la vida útil y el valor estándar de la inversión inicial).

Se introduce el término de rentabilidad razonable, de forma que la retribución a la inversión y operación permitirán a las tecnologías renovables obtener una rentabilidad razonable por referencia a la instalación tipo en cada caso aplicable.

El concepto de rentabilidad razonable hace referencia a toda la vida regulatoria de una instalación, de forma que cualquier modificación futura de esta tasa afectará a los ingresos de las instalaciones que tendrán que ser actualizados. Esta posibilidad de que se modifique el valor de la tasa razonable cada 6 años, genera incertidumbre en los inversores.

Para las nuevas instalaciones, el otorgamiento de este régimen retributivo se establecerá mediante procedimiento de concurrencia competitiva. Además, la retribución específica se dejará de percibir una vez las instalaciones superen la vida útil regulatoria (30 años para instalaciones fotovoltaicas).

Para comparar las tipologías de incentivos usadas en los países estudiados respecto a España, se va a utilizar el proyecto de Real Decreto de Balance Neto. Como hemos visto anteriormente, el modelo que propone el borrador está basado en la exportación de la energía excedentaria a la red principal creando derechos diferidos. Estos derechos se compensan con la energía importada, evitando que sean remunerados económicamente.

Por tanto, en España se apuesta por un modelo de Balance Neto sin contraprestación económica por los excedentes de energía eléctrica vertidos a la red, creando derechos diferidos. Este modelo es diferente al analizado en el resto de países.

Países	Sistema de tarifas
Alemania	FIT + Incentivo al autoconsumo + Ahorro factura
Italia	FIT + prima Energía vertida + prima energía consumida + Ahorro factura
Reino Unido	FIT + tarifa importación + tarifa exportación + Ahorro factura
Francia	(Tarifa por excedentes o FIT por producción) + Ahorro factura
Bélgica	Primas por producción + Certificados Verdes + Ahorro factura
Holanda	Primas por producción + FIT por energía vertida + Ahorro factura
Grecia	FIT + Ahorro factura
Portugal	Tarifa por excedentes + FIT por producción + Ahorro factura
EEUU (California)	Net Excess Generation + Retribución derechos no consumidos + Ahorro factura
Brasil	Créditos por excedentes + Ahorro factura
México	Créditos por excedentes + Ahorro factura
Chile	Facturación neta por excedentes + Ahorro factura
Japón	Tarifa por excedentes + FIT por producción + Ahorro factura
España	Derechos diferidos + disminución peajes de acceso + Ahorro factura

Tabla 7. Comparación sistema de tarifas por países

Este sistema de incentivos no favorece el desarrollo del Balance Neto tanto como otros sistemas adoptados. No obstante, algunos países han sabido implantar sistemas parecidos, con resultados muy satisfactorios.

5.4. Evolución de costes en los sistemas fotovoltaicos

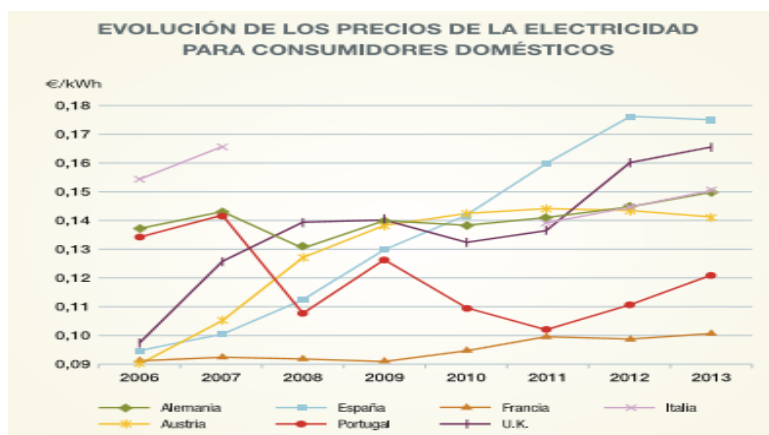
Durante los últimos años se ha producido una reducción de costes motivado principalmente por las mejoras tecnológicas del mercado. España ha formado parte del despegue de la tecnología a nivel mundial, jugando un papel importante con la experiencia y conocimientos, y seguirá haciéndolo en los próximos años en un mercado más maduro, donde la tecnología fotovoltaica será una tecnología de referencia frente a las fuentes de energía convencionales.

Su imparable desarrollo ha propiciado que energía solar fotovoltaica se convierta en una oportunidad de inversión y ahorro económico, siempre que el marco normativo ayude al crecimiento de la tecnología. En los próximos años, esta tecnología será cada vez más rentable y seguirá jugando un papel esencial en el logro de un sector más competitivo.

Esta caída de los precios de las instalaciones fotovoltaicas, favorecen la implantación del balance neto en España, con inversiones mucho más bajas de las que afrontaron países que implementaron este sistema con anterioridad.

Además, este factor facilita el alcance de la paridad de red. Esto se está consiguiendo gracias a los avances tecnológicos y al aumento de la eficiencia de módulos y células fotovoltaicas, reduciendo además los tiempos y costes de producción.

Y no solo eso, sino que como se ve en la siguiente figura, la tendencia europea respecto a los precios de la electricidad va aumentando en los últimos años, donde España destaca como uno de los países con el precio de la electricidad más elevado, factor también clave para el alcance de la paridad de red.

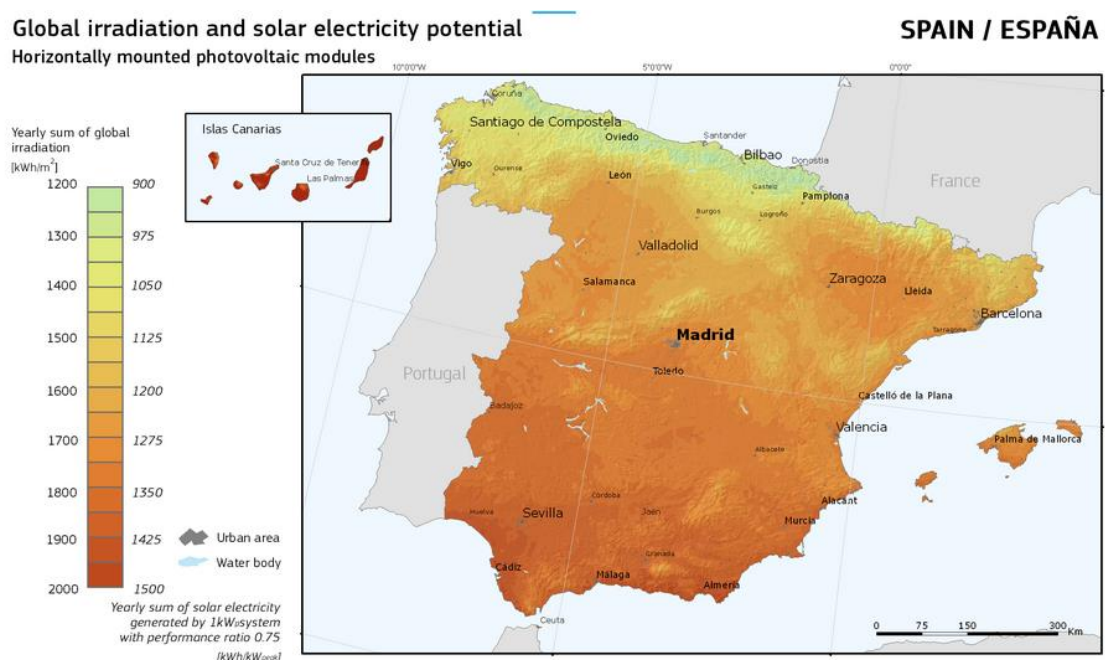


Gráfica 45. Evolución de los precios de electricidad para consumidores domésticos

Por tanto, un marco regulatorio favorable puede permitir aún más la reducción de costes de la tecnología fotovoltaica y facilitar la expansión de esta fuente de energía en España.

5.5. Recurso solar

En la siguiente imagen se puede ver cómo influye la radiación solar en la península e islas. La mayor radiación solar se encuentra sobre todo en el sur de la península y en las Islas Canarias.



Gráfica 46. Mapa radiación global solar de España

España es uno de los países europeos con mayor irradiación anual de media en Europa y en el mundo, por lo que es una referencia en cuanto a potencial de implementación de la tecnología fotovoltaica, y a priori, en cuanto a rentabilidad respecto a otros países.

Las radiaciones solares más bajas se encuentran en la zona norte de España y generalmente son zonas poco adecuadas para instalaciones fotovoltaicas, pero curiosamente reciben más irradiación anual que países de Europa como Alemania, país referencia en liderazgo en la implementación y promoción de la energía solar fotovoltaica.

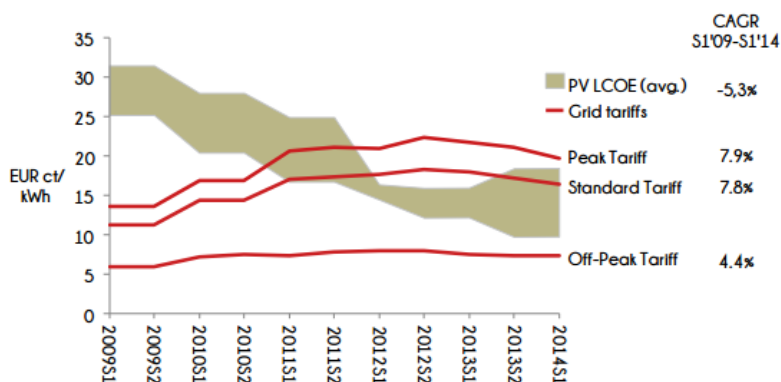
Por tanto, y a modo de conclusión, podemos asegurar que el recurso solar de un país es clave para el desarrollo de la tecnología fotovoltaica y del balance neto, por tanto España es un país de referencia en cuanto a potencial de desarrollo del balance neto. A mayor irradiación, mayor eficiencia en la instalación y en la energía generada, lo que conlleva una recuperación de la inversión más corta.

5.6. Alcance de la paridad de red

Alcanzar la paridad de red genera un doble efecto en la tecnología fotovoltaica. Primero certifica la madurez de la tecnología en el país y segundo supone que la generación distribuida esté perfectamente implementada y sea ya una realidad.

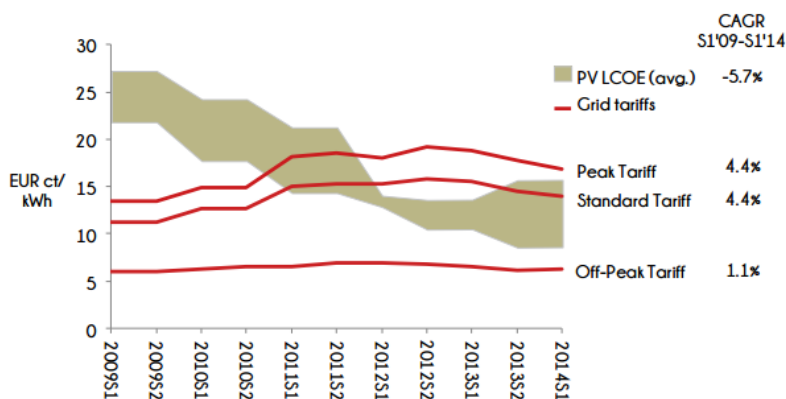
En las siguientes imágenes, se puede ver el análisis del alcance de paridad de red en España, en las ciudades de Madrid y Las Palmas de Gran Canaria desde 2009 hasta el primer semestre de 2014.

Figure 47: Past evolution of retail electricity price and PV LCOE in Madrid, Spain (including taxes)



Gráfica 47. Evolución del alcance de paridad de red en Madrid

Figure 49: Past evolution of retail electricity price and PV LCOE in Las Palmas (Canary Islands), Spain (including taxes)



Gráfica 48. Evolución del alcance de paridad en Las Palmas de Gran Canaria

La paridad de red se ha alcanzado tanto en Madrid como en las Islas Canarias, debido principalmente a la disminución del LCOE fotovoltaico en un 5,5% y al aumento de las tarifas de electricidad en el período estudiado. Respecto al LCOE fotovoltaico, en el que menos ha descendido en comparación con los otros países estudiados (como se puede ver en la imagen 19 del apartado 4 del proyecto). El componente fijo y variable de la tarifa en estos dos últimos años han sufrido diversas variaciones.

Como ya hemos visto en el anterior apartado, España es de los países europeos con una de las tarifas más altas de la UE para consumidores residenciales, factor que junto al decrecimiento de los costes de los sistemas fotovoltaicos, favorece enormemente el alcance de la paridad de red.

Por tanto, la paridad de red representa una excelente oportunidad para desarrollar un mercado fotovoltaico rentable y sostenible basado en el autoconsumo. Es esencial que se implemente un marco normativo adecuado para el desarrollo de la tecnología fotovoltaica.

5.7. Características asociadas al Balance Neto

Como ya se ha dicho anteriormente, según la última propuesta de autoconsumo no existiría compensación por el exceso de generación fotovoltaica inyectada a la red y sí que habría un cargo por cada kWh de autoconsumo fotovoltaico.

También se informa en el borrador de que el cliente tendría que abonar una cantidad por los servicios prestados a la comercializadora [34]. En el resto de países, por lo poco que se sabe, hay diferentes posturas en este aspecto y no todos los países incluyen estos costes, como se vio en el apartado 4.

Otro factor clave es el tiempo requerido para hacer uso de los excedentes. Según dice el borrador, el crédito que se les otorga a los usuarios por los excedentes, se podría recuperar en un plazo de 12 meses, con el fin de compensar los períodos de menor generación con los de mayor, propiciados por el recurso solar [34].

Los otros países analizados en este proyecto y que cuentan con un sistema de créditos (derechos diferidos) semejante al sistema de gestión propuesto coinciden en el mismo plazo para los excedentes, como es el caso de Alemania o California (EEUU).

6. TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

6.1. Introducción

La tecnología solar fotovoltaica es una tecnología que transforma la radiación solar directamente en electricidad. Para realizar esta conversión se utilizan unos dispositivos denominados como células solares, donde la radiación solar excita los electrones de un dispositivo semiconductor generando una pequeña diferencia de potencial. Cuando se necesita más potencia de la que una célula puede aportar, se conectan varias en serie, donde forman un módulo o panel fotovoltaico, permitiendo así obtener diferencias de potencial mayores.

El efecto fotovoltaico fue reconocido por primera vez en 1839 por el físico francés Alexandre-Edmond Becquerel, sin embargo, la primera célula solar no se fabricó hasta 1883. Su creador fue Charles Fritts y aunque en términos de eficiencia los resultados fueron menores al 1%, sí consiguió demostrar que era posible producir electricidad a partir de la luz. Durante el siglo XIX, se desarrollaron numerosos estudios que proporcionaron la base teórica del efecto fotoeléctrico [64].

A pesar de este temprano descubrimiento de los principios de funcionamiento, el desarrollo de la tecnología fotovoltaica no fue una realidad hasta mediados del siglo XX, cuando los paneles fotovoltaicos fueron utilizados durante los programas de investigación espacial, debido a sus propiedades idóneas para su uso en satélites espaciales.

Durante los siguientes 15 años, esta tecnología fue mejorada y adecuada para implantarla como alternativa a los altos precios de la energía y la llegada de la crisis del petróleo, sobre todo en aquellos lugares alejados de red, ya que en aplicaciones comerciales seguía siendo poco competitiva en cuanto a coste [64].

Desde entonces, y gracias a los avances tecnológicos y las economías de escala, el coste de esta tecnología ha ido decreciendo a medida que la eficiencia ha ido gradualmente incrementándose, logrando que el coste medio de generación compita con los costes de las fuentes de energía convencionales. Los períodos de recuperación de la inversión cada vez son menores, que unido a su fácil adaptabilidad y manejabilidad y a sus grandes prestaciones y características analizadas a lo largo del presente proyecto, han logrado situar a la tecnología fotovoltaica como una tecnología de referencia en numerosos países.

6.2. Células solares

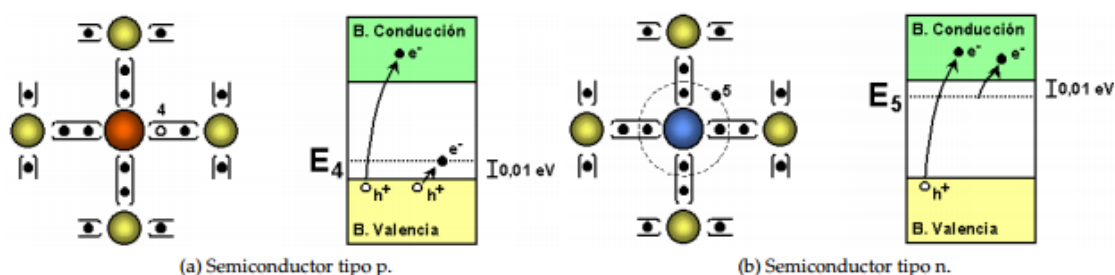
6.2.1. Principio de funcionamiento

Una célula fotovoltaica es un dispositivo electrónico que transforma la energía lumínica procedente de la radiación solar en energía eléctrica, mediante el efecto fotoeléctrico. Dado que el objetivo de estos dispositivos es la existencia y aprovechamiento de la corriente eléctrica, es esencial evitar la recombinación de electrones y huecos (la energía se disipa en forma de calor) para lo que es necesario dirigir el movimiento mediante un campo eléctrico.

El principio de funcionamiento de una célula fotovoltaica es, por tanto, el de forzar a los electrones y a los huecos a avanzar hacia el lado opuesto del material en lugar de recombinarse con el fin de que se produzca un exceso de electrones (carga negativa) en una de las láminas de material semiconductor y un defecto en la otra (carga positiva). De esta forma se produce una diferencia de potencial entre las dos partes, que a su vez genera un campo eléctrico.

Este campo eléctrico es creado a través de una unión p-n, entre dos capas dopadas respectivamente, p y n. El dopaje de semiconductores consiste en introducir de forma controlada impurezas en el cristal.

Esta impurificación del cristal (comúnmente silicio), a través de la introducción de átomos puede dar lugar a dos situaciones: Si la densidad de electrones es superior a la de huecos, se clasifica al semiconductor como tipo n; y si la densidad de huecos es superior a la de electrones se clasifica al semiconductor como tipo p.



Gráfica 49. Clasificación de semiconductores

Al unir un semiconductor tipo p con otro tipo n se produce un desequilibrio debido a la diferente concentración de electrones y huecos. Para alcanzar el equilibrio se produce un proceso de difusión, en el cual aparece un movimiento de huecos desde la capa p a la capa n y un movimiento de electrones desde la capa n a la capa p.

Al ser los huecos y electrones partículas cargadas, se produce un campo eléctrico orientado desde el semiconductor n (cargado positivamente) hacia el semiconductor p (cargado negativamente). La dirección de este proceso de arrastre es precisamente la contraria al proceso de difusión. El equilibrio se consigue cuando estos dos movimientos se compensan, y supone que la corriente eléctrica sea nuevamente nula.

Para conseguir la circulación de corriente a través de la unión p-n es necesario romper el equilibrio alcanzado y reducir el valor del potencial termodinámico (barrera de potencia que impide el paso de los portadores mayoritarios). Esta solución consiste en polarizar la unión p-n y se puede realizar de dos formas:

Si se aplica una diferencia de potencial de forma que la capa p adquiera una tensión positiva respecto a la capa n, la unión p-n estaría polarizada en directa. De esta forma, se reduciría la barrera de potencial y, por tanto, el valor del campo eléctrico en la zona de unión.

En el caso de que la diferencia de potencial aplicada suponga que la zona p se encuentre a menor tensión que la zona n, la unión p-n estaría polarizada en inversa. En estas condiciones, la barrera de potencial quedaría reforzada y el paso de portadores quedaría aún más debilitado, de forma que la corriente que atraviesa la unión tendría un valor muy bajo. [65]

En el caso de la tecnología fotovoltaica, cuando la unión de huecos y electrones se expone a la radiación solar, los fotones de la luz transmiten energía a los electrones, de forma que se rompe esa barrera de potencia y permite a los electrones salir al exterior, produciéndose así energía eléctrica.

El conjunto de células fotovoltaicas conectadas como circuito en serie que producen energía eléctrica a partir de la luz que incide sobre ellas, se denomina panel o módulo fotovoltaico. Los módulos fotovoltaicos producen electricidad en corriente continua y su eficiencia depende de la orientación respecto al sol y de la inclinación respecto a la horizontal.

6.2.2. Tecnologías de células solares

Las células fotoeléctricas se clasifican, a día de hoy, en tres generaciones (aunque en algunos sitios se habla de una hipotética cuarta generación) que indican el orden y relevancia que han tenido a lo largo de los años.

- La primera generación de células fotovoltaicas estaban constituidas en una gran superficie de cristal simple. Estas células se fabricaban normalmente usando un proceso de difusión con obleas de silicio y llegaron a ocupar en 2007 más del 85% del mercado de células solares terrestres. [64]

Las células de primera generación poseen alta calidad, gran superficie facilidad de unión entre ellas. Esta generación se encuentra ya en el límite de eficacia y de período de amortización y no se prevén más avances significativos respecto a los costes de producción. [66]

- La segunda generación de células fotovoltaicas ha sido desarrollada para satisfacer las necesidades de suministro de energía y el mantenimiento de los costes de producción de las células solares. Uno de los factores clave de esta segunda generación ha sido el desarrollo de las células solares de película delgada. Existe un gran número de tecnologías de materiales semiconductores para la producción en masa, donde cabe destacar entre estos materiales al silicio amorfo y el telurio de cadmio, entre otros.

Una ventaja de esta tecnología es su masa reducida, apropiada para paneles colocados sobre materiales muy ligeros o flexibles. Además estas tecnologías presentan costes de producción significativamente más baratos combinado con mayores eficiencias de conversión [64].

- La tercera generación hace referencia a aquellas células solares que permiten eficiencias de conversión eléctrica teóricas mucho mayores a las actuales y a un precio mucho menor. Existen diversos métodos para lograr esta alta eficiencia, de hecho estas células no presentan la tradicional unión p-n, sino que se trata de células fotovoltaicas con multiunión [67].

Esta generación está aún en un punto intermedio entre laboratorio e industria. Por un lado incluye los dispositivos que utilizan células tandem multiunión bajo concentración y por otro lado también incluiría nuevas células, aún en fase de investigación, como las células orgánicas y poliméricas, células nanocristalinas, células sensibilizadas con colorantes, etc [68].

6.2.3. Tipos de células solares

En función del tipo de célula, se va a hacer la siguiente clasificación:

6.2.3.1. Células fotovoltaicas de silicio cristalino

Este tipo de tecnología se basa en el uso de obleas y es la más utilizada en el mercado, debido a la experiencia y la fácil accesibilidad del Silicio en el mercado. Hoy en día, las células de silicio cristalino alcanzan rangos entre el 15 y el 20% de eficiencia dependiendo del tipo, sin contar las tecnologías más eficientes, ni la combinación con otras tecnologías. La evolución de los costes de la tecnología solar fotovoltaica en los últimos años ha venido acompañada de la evolución de la tecnología de silicio cristalino. Y en esta reducción de costes no solo han intervenido los avances en la tecnología de fabricación, sino que también se ha debido a otras mejoras sustanciales como la purificación del silicio, el crecimiento de lingotes y corte en obleas, entre otras mejoras. El coste de las células de silicio cristalino ha descendido desde 76,67 \$/Wp hasta aproximadamente 0,36 \$/Wp en el período comprendido entre 1977 y 2014. [69]

Y, según la UNEF (Unión Española Fotovoltaica), esta evolución puede deparar alguna que otra ventaja más en cuanto a coste en el futuro, si bien es cierto que las células fotovoltaicas de silicio cristalino ya se encuentran muy avanzadas [17].

Podemos diferenciar los siguientes tipos:

- Células de silicio monocristalino. La célula es procesada como un único cristal con los átomos perfectamente ordenados. Al enfriarse, el silicio fundido se solidifica formando un único cristal, que posteriormente se corta en obleas. Una vez cortado en obleas, se realizan las difusiones de impurezas, para dar lugar finalmente a las células. Estas células son generalmente de un azul homogéneo.

Entre sus principales características cabe destacar su adaptación al funcionamiento de los componentes y su gran eficiencia, acercándose ya al 20%. Por otro lado su principal inconveniente es que presenta unos costes de fabricación más elevados [17].

- Células de silicio multicristalino. La estructura interna está formada por multitud de granos o monocristales de gran tamaño (entre unos pocos milímetros hasta varios centímetros) con una orientación cristalográfica aleatoria. Este tipo de células utiliza un silicio más puro, por lo que los costes y eficiencia son menores respecto a las células monocristalinas. Las células industriales de silicio multicristalino han alcanzado ya una eficiencia del 17% [17].

- Células de silicio policristalino. Aunque con una estructura semejante a las de silicio multicristalino, el tamaño de grano en estos materiales es muy inferior al de los multicristalino (entre $1\mu\text{m}$ y 1 mm) y el rendimiento está claramente determinado por las fronteras de grano [68]. En algunos casos, se emplea el término microcristalino cuando el tamaño de grano se encuentra por debajo de $1\mu\text{m}$. En ambos casos es de aspecto azulado, pero no uniforme, ya que se pueden distinguir diferentes colores.

Aparte de las características mencionadas anteriormente para las células de silicio multicristalino, también presentan bajo rendimiento para condiciones de iluminación baja [67].

6.2.3.2. Células fotovoltaicas con tecnología de lámina delgada

Este tipo de tecnología apareció en los años 70, proponiendo un cambio frente al desarrollo convencional del silicio cristalino con el objetivo de que los procesos de fabricación fueran lo suficientemente baratos como para compensar una menor eficiencia y para reducir así el coste por vatio final. Y esta reducción venía acompañada de una reducción en el volumen de material necesario para la fabricación, donde las capas debían pasar a ser más delgadas en comparación con las obleas de silicio.

Esta estructura de láminas delgadas se consigue al depositar el semiconductor sobre un soporte rígido o flexible. La característica principal de estos semiconductores usados es su alto coeficiente de absorción, característica que favorece esa reducción de costes [67].

A día de hoy, las células de tecnología de lámina delgada han llegado a alcanzar a escala de laboratorio una eficiencia del 20%. No obstante, los precios de venta de esta tecnología se encuentran al mismo nivel que los del silicio cristalino y se ha visto reducido el progreso de esta tecnología frente a otras. Desde 2009, donde se alcanzó el 20%, su cuota de mercado ha ido disminuyendo lentamente debido a un menor crecimiento en comparación con la tecnología de obleas de silicio, y en estos momentos, se encuentra en torno al 10% [17].

Por otra parte, el desarrollo de la tecnología de lámina delgada ha jugado un papel crucial en las perspectivas comerciales de la integración fotovoltaica en edificios (BIPV), gracias a la versatilidad y posibilidad de fabricar módulos flexibles, semitransparentes y con mejor estética. Esto deja entrever, que la evolución a medio y largo plazo de la integración fotovoltaica en edificios estará basada en gran medida en la tecnología de lámina delgada.

Los principales retos a los que se enfrenta este tipo de tecnología son la necesidad de aumentar los ritmos de crecimiento, la disponibilidad de materia prima (Te, In, Ga...), el reciclado de módulos que usan elementos tóxicos, al mejora de los procesos de absorción de luz, entre otros.

Dentro de esta tecnología, podemos diferenciar las siguientes posibilidades:

- Silicio amorfo. El material empleado es el silicio, normalmente con la incorporación de hidrógeno en el proceso de fabricación. En la estructura de este tipo de células, las posiciones, distancias interatómicas y las direcciones de los enlaces presentan cierto desorden respecto a sus valores en una red atómica perfectamente ordenada y la mayoría de átomos presenta enlaces no saturados que han de pasivarse con hidrógeno.

La mayor parte de las empresas de lámina delgada están basadas en silicio y fabrican dispositivos de sólido amorfo o sólido amorfo y microcristalino.

Entre sus principales características destaca su bajo coste de fabricación y su alto coeficiente de absorción (40 veces mayor) respecto a la de silicio cristalino, que repercute en un menor uso del material activo y, por tanto, de los costes. Sin embargo, el problema de este material es la degradación que se produce en su eficiencia tras los primeros meses de operación [68]. Uno de los efectos de esta menor eficiencia es la degradación Staebler-Wronski, donde un 20% de eficiencia inicial se pierde en las primeras horas de exposición a la luz natral [70].

- Telururo de Cadmio. Este material se puede clasificar dentro del grupo de los cristalinos y presenta un coeficiente de absorción más elevado que el silicio amorfo [70].

Además, y a modo de comparación con las células basadas en silicio amorfo, estas células no sufren mecanismos de degradación inicial por luz. Esta tecnología ha tenido una gran evolución respecto al ratio eficiencia/coste, hasta el punto de que su curva de aprendizaje es mejor que la del conjunto de tecnologías fotovoltaicas.

No obstante y pese a su evolución actual, el uso de Cd en sus inicios, supuso inicialmente un obstáculo al desarrollo de esta tecnología, ya que es un material altamente tóxico [70].

Sin embargo, con el paso del tiempo se descubrió que mientras el Cd esté integrado en el interior del módulo fotovoltaico, no se produce ningún tipo de emisión al medioambiente.

Solo unas pocas compañías utilizan este tipo de tecnología, si bien hay que matizar que la producción de la empresa First Solar, uno de los cinco mayores fabricantes fotovoltaicos, representa aproximadamente el 50% de la producción total de lámina delgada [17].

- Diseleniuro de cobre-indio-galio (CIGS). También se trata de un material policristalino y presenta, en comparación con el resto de tecnologías de lámina delgada, el mayor coeficiente de absorción, por lo que necesita muy poca cantidad de semiconductor a la hora de fabricar los módulos, que repercute en menores costes en este sentido. Además, los módulos CIGS presentan los valores más altos de eficiencia de todas las tecnologías de lámina delgada [17].

Sin embargo, el proceso de fabricación presenta más dificultades, por lo que el número de compañías que basan sus dispositivos en este tipo de tecnología es inferior al resto [70].

6.2.3.3. Células fotovoltaicas con tecnología III-V

En los últimos años, se ha producido el desarrollo de nuevas tecnologías de células solares de muy alta eficiencia basadas en semiconductores formados por un elemento de la columna III y otro de la columna V de la tabla periódica.

Aunque presenta altos costes de fabricación, en la actualidad las eficiencias de este tipo de tecnología han alcanzado el 40% en producción industrial, utilizado especialmente para la industria aeroespacial [17]. La aparición de esta tecnología ha supuesto un nuevo impulso a la concentración fotovoltaica. La idea fundamental de esto es la de utilizar un elemento óptico para la captación de la radiación solar, concentrando la luz en un área muy pequeña, en donde se sitúa la célula. Para ello, se requiere encapsular estas células en un sistema óptico capaz de concentrar la radiación y a la vez aumentar la potencia generada.

Las células de este tipo de tecnología suelen seguir una configuración multiunión, es decir, una sucesión de células fotovoltaicas de distintas características que permiten un mayor rango y optimización de la absorción, que repercutirá en una mayor eficiencia de conversión. La primera célula absorberá los fotones de mayor energía, dejando para el resto que será absorbido en las células sucesivas [70].

A día de hoy, la tecnología fotovoltaica de concentración presenta una capacidad acumulada superior a los 300 MWp y se espera que pueda alcanzar 1 GW de capacidad antes de 2020 [17].

6.2.3.4. Células fotovoltaicas con tecnología orgánica

Este tipo de células presentan la principal característica de usar moléculas y/o materiales de origen orgánico. Entre las características que presenta este tipo de tecnología, destaca la escasa toxicidad y el uso de materiales que se presentan en abundancia en la corteza terrestre. Además requieren un bajo consumo de energía para su fabricación, que repercute en menores costes.

También presentan un alto nivel de absorción y un “tiempo de recuperación de la energía” relativamente corto respecto a otras tecnologías si se analiza el ciclo de vida de los componentes. Sin embargo, el material orgánico es muy sensible a la luz, por lo que en lugar de crear un par electrón-hueco al absorber un fotón, en el material orgánico el par se mantiene unido, dificultando la generación de la corriente eléctrica. Para poder separar las dos partículas y así generar un campo eléctrico, es necesario crear una unión con un segundo material [70].

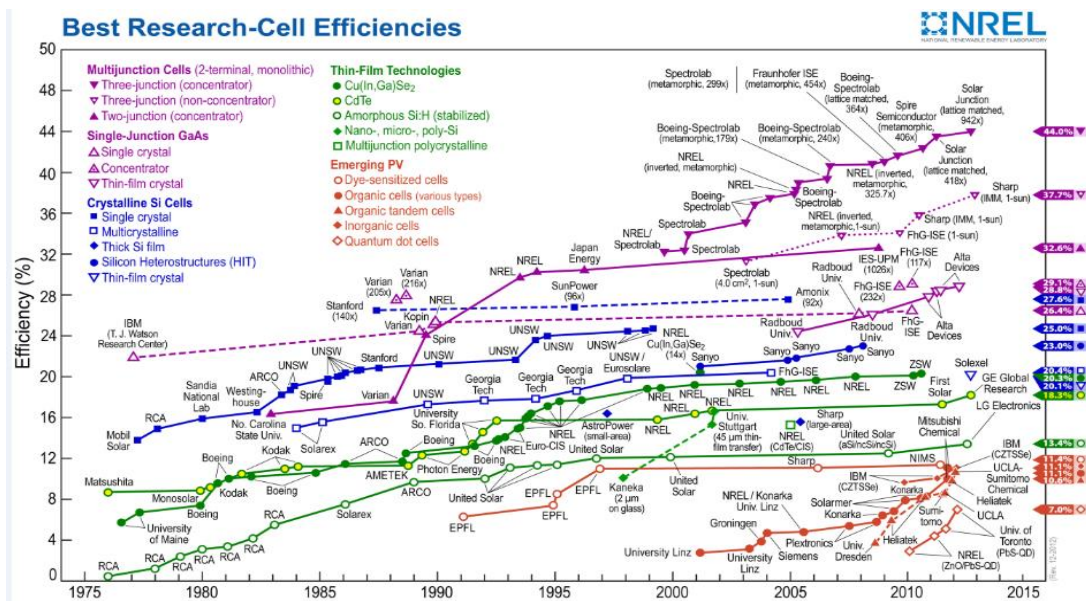
En la mayoría de los casos, esta tecnología se encuentra en una fase preliminar de estudio y solo han dado el salto a la fase pre-industrial las células solares conocidas como células de colorante o células de Gratzel [17].

6.2.4. Actualidad de las tecnologías

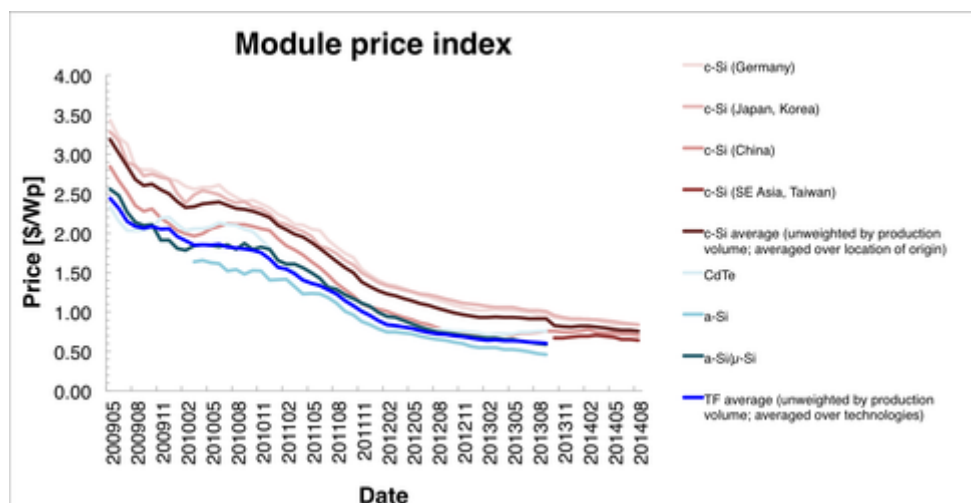
El precio de los módulos solares en 2014, se había reducido en un 80% desde el verano de 2008, colocando a la tecnología fotovoltaica en una posición de referencia [17].

El coste medio de generación eléctrica a través de la tecnología fotovoltaica es ya competitivo respecto al de las fuentes convencionales de energía en muchos países, y se espera que este coste pueda seguir decreciendo en los próximos años. Además, hay que unir a todo esto, los bajos costes de operación y el escaso mantenimiento necesario tras su puesta en marcha, respecto al resto de fuentes energéticas existentes.

A modo de resumen, en la primera imagen se puede observar la evolución a lo largo de los años de la eficiencia de las células fotovoltaicas, respecto a la tecnología aplicada para su desarrollo. En la segunda aparece la evolución del precio de los paneles solares fotovoltaicos, en función de la tecnología de las células en el período comprendido entre 2009 y 2014.



Gráfica 50. Evolución de la eficiencia de las células fotovoltaicas



Gráfica 51. Evolución de los precios de los módulos solares

6.3. Módulos fotovoltaicos

Las características eléctricas de una célula no son suficientes para alimentar las cargas de cualquier aplicación convencional, por lo que es necesario agrupar las células en serie y paralelo para entregar las condiciones de tensión y corriente requeridas. Los módulos fotovoltaicos son asociaciones de células que producen electricidad a partir de la luz que incide sobre ellas, protegiéndolas físicamente de la intemperie y aislándolas eléctricamente del exterior.

La agrupación de células suele estar encapsulada en dos capas de EVA (etileno-vinilo-acetato), entre una lámina frontal de vidrio y una capa posterior de un polímero termoplástico u otra lámina de cristal dependiendo del grado de transparencia requerido. Este conjunto suele estar enmarcado en una estructura de aluminio con el objetivo de aumentar la resistencia mecánica del conjunto y mejorar el anclaje del módulo [68].

Como principales características del vidrio frontal, destacan la alta transmisividad y la buena resistencia al impacto y a la abrasión. Su superficie debe poder combinar un buen comportamiento antirreflexivo con la ausencia de desniveles que dificulten las tareas de limpieza de suciedad. Las capas de EVA, combinadas con un tratamiento en vacío, permiten que no se produzca la entrada de humedad al módulo, factor clave en la degradación de los módulos fotovoltaicos.

La configuración más común en los últimos años eran los módulos formados por 36 células en serie, para obtener potencias comprendidas entre los 50 y 100 Wp y tensiones en MPP (Maximun Power Point) de aproximadamente 15 V en funcionamiento. Debido al protagonismo de los sistemas fotovoltaicos de conexión a red, esta configuración ha perdido importancia, dejando paso a los módulos de potencia superior a 200 Wp y tensiones entre 30 y 50 V [68].

En la siguiente tabla se puede observar cuáles son los mayores fabricantes de módulos fotovoltaicos en el año 2013 y el tipo de tecnología de células fotovoltaicas que fabrican (c-Si para células de silicio cristalino; a-Si para células de silicio amorfo y CdTe para células de Telururo de Cadmio). Como se puede ver, China es el país con mayor producción mundial de paneles solares, donde siete de los diez principales fabricantes son de origen chino, entre los que destaca en primer lugar la empresa Yingli Green Energy, empresa con una de las estructuras de coste más bajas de la industria.

2013 Ranking	Empresa	Tecnología
1	Yingli Green Energy, China	c-Si
2	Trina Solar, China	c-Si
3	Canadian Solar, China	c-Si
4	Sharp Solar, Japón	c-Si, Lámina delgada Si
5	Jinko solar, China	c-Si
6	ReneSola, China	c-Si
7	First Solar, USA	CdTe
8	Hanwha SolarOne, China	a-Si
9	Kyocera, Japón	c-Si
10	JA Solar, China	c-Si

Tabla 8. Ranking de fabricantes de módulos fotovoltaicos en 2013

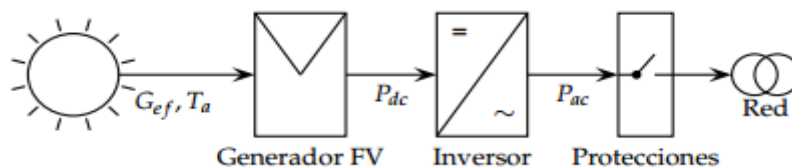
6.4. Tipos de instalaciones

La tecnología solar fotovoltaica puede tener diferentes usos y aplicaciones. En función del uso final que se le dé a la electricidad producida, las instalaciones pueden ser [71]:

- Instalaciones fotovoltaicas aisladas. Este tipo de instalaciones no tiene acceso a la red eléctrica, por lo que su misión es cubrir una necesidad. Este tipo de instalaciones es empleada para el autoconsumo de poblaciones o instalaciones donde, debido a la ubicación, el abastecimiento eléctrico de la red implica grandes dificultades y altos costes económicos. En este caso el dimensionamiento de la instalación juega un papel fundamental. Además, es imprescindible el uso de baterías en este tipo de instalaciones, con el fin de poder acumular la energía generada de más en momentos de mayor recurso para así poder consumirla durante los momentos en que no se disponga de recurso suficiente.
- Instalaciones fotovoltaicas de conexión a red. En este caso, la energía generada por la instalación fotovoltaica es vertida a la red eléctrica, generando un ahorro energético y/o económico. La viabilidad económica de estas instalaciones depende del recurso y del coste de la energía. Este tipo de instalaciones suelen disponer de contadores para medir la energía producida y enviada a la red. Existe la posibilidad de instalar baterías para almacenar la energía generada sobrante. El enfoque principal del presente proyecto se va a centrar en este tipo de instalaciones, como veremos más adelante.

6.4.1. Sistemas fotovoltaicos de conexión a red

Los sistemas fotovoltaicos conectados a red (SFCR) son sistemas cuyo objetivo es producir energía eléctrica en unas condiciones adecuadas para poder ser inyectada en la red eléctrica convencional. La energía producida será consumida total o parcialmente y la energía excedentaria será inyectada a la red para su distribución. Este tipo de sistemas está compuesto básicamente del generador fotovoltaico (agrupación de módulos), el inversor para pasar de corriente continua a corriente alterna y una serie de protecciones eléctricas.



Gráfica 52. Composición de un sistema fotovoltaico de conexión a red

Como se ha hablado en anteriores apartados, existen diversos mecanismos de retribución económica que permiten compensar al productor por la energía intercambiada en la red. En este tipo de aplicaciones, pueden distinguirse de forma simplificada dos esquemas: la retribución con prima (Feed-in Tariff), donde el objetivo del instalador es que la producción anual sea la máxima posible, sin tener en cuenta los consumos cercanos; y el balance neto (net-metering).

Como se ha explicado anteriormente, el mecanismo de balance neto genera unos derechos de consumo diferido para el propietario del SFCR cuando la producción supera al consumo e inyecta la energía sobrante a la red. Es fundamental, para el diseño del SFCR, tener en cuenta el consumo asociado a la instalación, ya que condicionará el tamaño de dicha instalación.

Los sistemas fotovoltaicos de conexión a red suelen distinguirse por donde se instalan, ya sea sobre suelo o instalados sobre edificación. Para el caso de estudio del presente proyecto, se estudiará más a fondo este segundo caso, ya que se trata de las instalaciones normalmente utilizadas para consumidores de tipo medio [65].

El diseño de los sistemas instalados sobre edificación es normalmente más complejo. La integración de la instalación con el edificio depende de muchos factores que pueden condicionar la ubicación y configuración del generador. Las características propias del edificio condicionan factores clave en este tipo de instalaciones como la orientación e inclinación del generador, cuyos ángulos suelen ser diferentes del óptimo.

Los sistemas instalados sobre edificación no suelen superar los 100 kW de potencia y su conexión con la red eléctrica suele realizarse en Baja Tensión. El diseño de la instalación debe tener en cuenta las canalizaciones existentes en el edificio, donde es recomendable el uso de canalizaciones separadas del resto de sistemas del edificio. Además, se recomienda utilizar una red de tierras común para la instalación y el edificio [65].

Para este tipo de instalaciones es de vital importancia el documento HE5 del Código Técnico de la Edificación (CTE-HTE5). Este código diferencia las instalaciones según el grado de integración del sistema con el edificio, considerando tres casos en cuanto a disposición de módulos: general, superposición de módulos (cuando la colocación de módulos se realiza paralela a la envolvente del edificio) e integración arquitectónica (cumplen función energética y arquitectónica y participan de la composición arquitectónica) [23].

Además, este código divide España en cinco zonas climáticas según el valor medio anual de la radiación global diaria en el plano horizontal, por lo que en las zonas con mayor radiación, será más factible instalar mayor potencia. Todo esto se verá en el análisis de rentabilidad del próximo apartado, ya que se estudiará la rentabilidad dependiendo de la zona climática [23].

6.5. Inversor fotovoltaico

El inversor fotovoltaico se encarga de la conversión de la energía de corriente continua procedente del generador fotovoltaico en corriente alterna para inyectarla a la red, cumpliendo con una serie de requisitos de tensión eficaz, frecuencia, distorsión armónica de las ondas de tensión y de corriente, eficiencia y rendimiento, etc. El inversor generalmente funciona como una fuente de corriente autoconmutada y sincronizada con la red.

Un inversor suele estar compuesto por un filtro de entrada, un convertidor DC/DC (corriente continua), un puente inversor, un filtro de salida, un transformador y un sistema de control. En sistemas fotovoltaicos de conexión a red, los inversores poseen un algoritmo de búsqueda del punto de máxima potencia que suele introducirse en el sistema de control que, de esta manera, actúa sobre el valor de tensión de trabajo del generador fotovoltaico [65].

Respecto a la configuración del sistema, los inversores pueden agruparse en tres categorías: inversor central (orientado a todo el generador o a un conjunto de ramas), inversor orientado a rama (dedicado a una rama del generador) e inversores modulares o de “módulo-AC” (dedicado a un módulo del generador).

A la hora del diseño del sistema, hay que tener en cuenta que la potencia del inversor debe tener concordancia con la potencia del generador. La salida del inversor puede ser monofásica o trifásica. Los inversores trifásicos son comunes para potencias mayores a 10 kW [65].

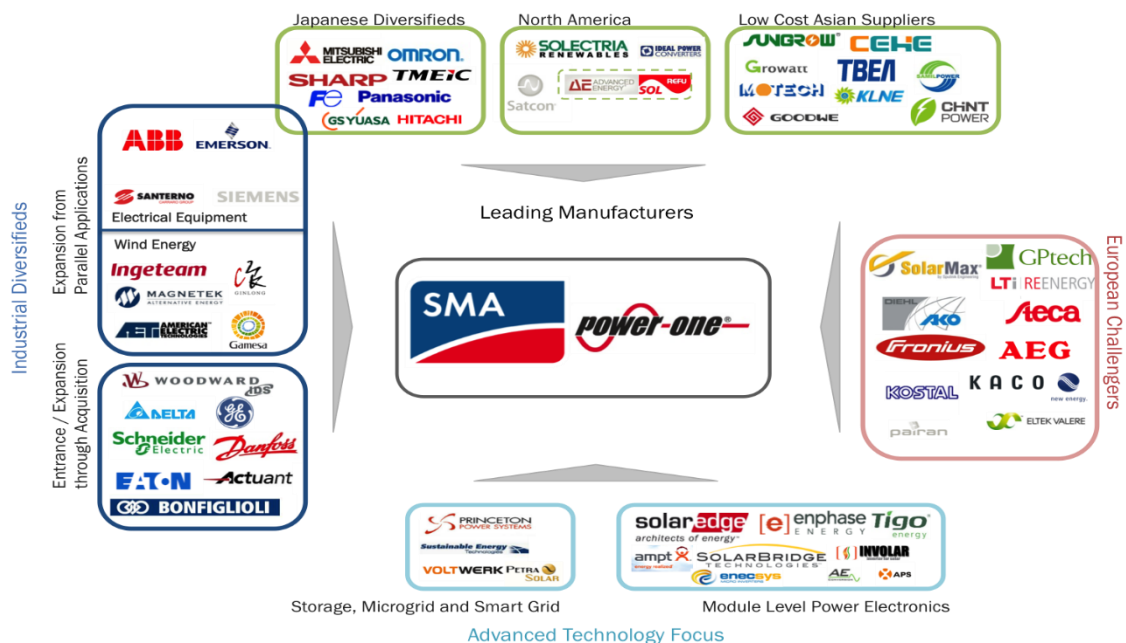
El acoplamiento entre un generador fotovoltaico y un inversor implica elegir el número de módulos que componen cada rama y el número de ramas en paralelo de la que está compuesto el generador. El inversor está diseñado para soportar una tensión máxima en la entrada, valor límite para que no se produzcan averías en el equipo.

Un factor clave a la hora de dimensionar un sistema fotovoltaico de conexión a red en la relación que debe existir entre la potencia del generador fotovoltaico y la del inversor.

Si la relación es alta, el inversor trabajará durante más tiempo en condiciones de alta eficiencia siempre que se limite la potencia del generador para no superar el umbral de corriente admisible permitido. Según el CTE-HE5 y para sistemas de integración arquitectónica “la potencia del inversor será como mínimo el 80% de la potencia pico real del generador fotovoltaico”, es decir, que normalmente el generador fotovoltaico habrá que sobredimensionarlo con respecto al inversor [23].

Respecto al mercado de inversores de conexión a red, existen tres alternativas: inversores con transformador en baja frecuencia (la salida del inversor se conecta a la red a través del transformador), en alta frecuencia (presenta menor tamaño pero la composición del equipo y el control son más complejos) e inversores sin transformador (la conexión se realiza directamente con la red) [65].

En la siguiente imagen se puede ver los principales fabricantes de inversores del mundo, en función de los países y aplicaciones a las que se dedican. Según un informe publicado por la consultora Global Data, los precios de los inversores disminuirán entre un 20-25% en cinco años situándose por debajo de 0,15 \$/W [72]. A día de hoy y a pesar de una disminución de su cuota de mercado en el último año, los mayores fabricantes de inversores fotovoltaicos son SMA y ABB. Sin embargo, fabricantes japoneses como Omron, TMEIC o Tabuchi; y chinos como Sungrow o Huawei, han aumentado su cuota de mercado y permiten constatar la gran evolución de la tecnología fotovoltaica en los últimos años.



Gráfica 53. Principales fabricantes mundiales de inversores fotovoltaicos

7. ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA RENTABILIDAD DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

7.1. Introducción y características del análisis técnico-económico

En este apartado se va a analizar el estudio de viabilidad y rentabilidad de una instalación fotovoltaica para autoconsumo bajo el régimen retributivo de balance neto y el ahorro producido por la misma para un consumidor residencial medio. Como a día de hoy, no existe un Real Decreto definitivo que regule este tipo de instalaciones se va a partir de una serie de premisas, que se explicarán a continuación y que tienen el objetivo de ser lo más claras y explícitas posibles para poder hacer de este estudio económico una base para determinar las posibilidades que existen en España de implantar este tipo de sistemas.

La herramienta utilizada para el cálculo de la producción fotovoltaica de la instalación es el System Advisor Model (SAM). Esta herramienta facilita la toma de decisiones acerca del rendimiento energético y económico de una instalación, y está especialmente diseñado para la industria de las energías renovables. System Advisor Model realiza predicciones de rendimiento para conexión a red solar, instalaciones mini eólicas, sistemas de energía geotérmica y estimaciones económicas de energía distribuida y proyectos de centrales de generación.

Esta herramienta es muy utilizada en la industria de las energías renovables, para la planificación y evaluación de programas de investigación y desarrollo de los costes del proyecto y las estimaciones de rendimiento. También es muy utilizada en el ámbito de investigación académica. Esta herramienta calcula el coste de generar electricidad a partir de unos datos de entrada como: la ubicación, características de la instalación, costes de operación y tipo de financiación.

En el análisis mencionado no solo se estudiará la rentabilidad de una instalación fotovoltaica de autoconsumo con balance neto, sino que también se ofrecerá un análisis de la situación en la que se encuentra el sector fotovoltaico español, al incluir en el estudio, de igual forma, un análisis de la rentabilidad de estas mismas instalaciones bajo el marco retributivo actual y bajo el marco del último borrador de Real Decreto de autoconsumo, de forma que se puedan comparar todas las situaciones posibles.

Este estudio de rentabilidad se va a basar en el método económico de valoración de inversiones conocida como VAN, que permite identificar el plazo a partir del cual el proyecto es rentable. De esta forma se consigue una idea del tiempo que tendría que pasar para recuperar el dinero invertido y cuando se empezarían a obtener beneficios. Esta herramienta es muy útil en inversiones de alta incertidumbre, como es el caso de las instalaciones fotovoltaicas del presente proyecto.

Los períodos a analizar en el estudio de rentabilidad estarán comprendidos entre los años 2013 y 2014, debido a la formación del Precio Voluntario al Pequeño Consumidor (PVPC), incluido en el RD 216/2014, que sustituye a la, hasta 2013 denominada, Tarifa de Último Recurso (TUR) y afecta a los consumidores con una potencia contratada menor o igual a 10 kW.

En primer lugar, se ha elegido para el estudio, una instalación fotovoltaica de 4 kW de potencia nominal, y posteriormente se comparará con instalaciones fotovoltaicas de 3 y 2 kW de potencia para ver cómo afecta al período de retorno de la inversión. El consumo energético anual estimado para un consumidor residencial tipo medio en este tipo de viviendas se ha considerado aproximadamente 10000 kWh/año. Según el estudio realizado en 2012 por la OCU (Organización de consumidores y usuarios) sobre el consumo energético del sector residencial en España, una casa española consume al año 9.922 kWh. Las viviendas unifamiliares (casas aisladas) duplican el gasto de energía (media anual 15.513 kWh) de los pisos y bloques de viviendas (7.544 kWh) [72].

Los perfiles de consumo horarios del análisis del año 2013 se han obtenido de Red Eléctrica, Operador del Sistema, según el método descrito en la Resolución de 26 de Diciembre de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas [73]. En esta resolución se diferencian cuatro categorías de consumidores. Para el caso que nos ocupa, sólo se tendrá en cuenta el perfil tipo Pa (en las tablas $p^{a,0}_{m,d,h}$), referido a consumidores con peaje de acceso 2.0A y 2.1A. Respecto al año 2014, los perfiles de consumo son los mismos, pero los términos de energía horarios se han obtenido del sistema de información e-sios, creado por Red Eléctrica y que se explicará con más detalle en el siguiente apartado. Por tanto, el consumo anual de la vivienda residencial es:

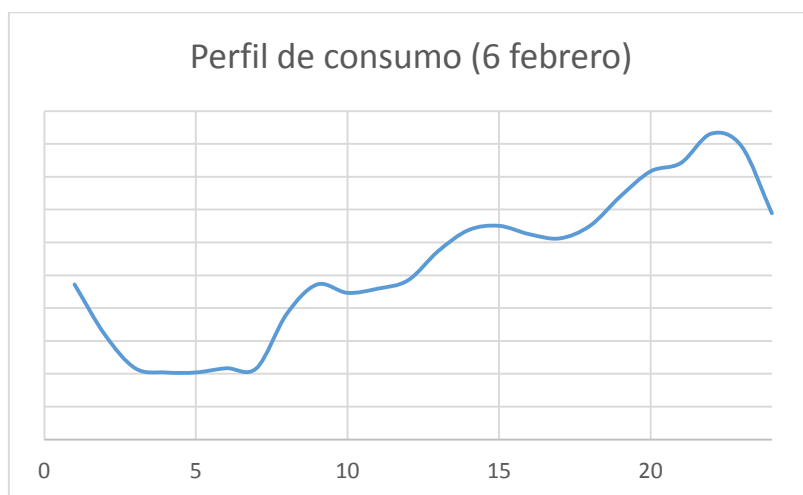
Consumo anual previsto (kWh)	10133,965
-------------------------------------	-----------

La mayor parte de los consumidores residenciales están acogidos, a la tarifa tradicional de acceso 2.0A sin discriminación horaria, tarifa que, en la actualidad, tiene un precio diferente para cada una de las 24 horas de cada día. Se trata de una tarifa simple para baja tensión (< 1kV) y potencia contratada inferior o igual a 10 kW. Sin embargo existe otra tarifa adecuada a consumidores residenciales, conocida como tarifa con discriminación horaria 2.0DHA.

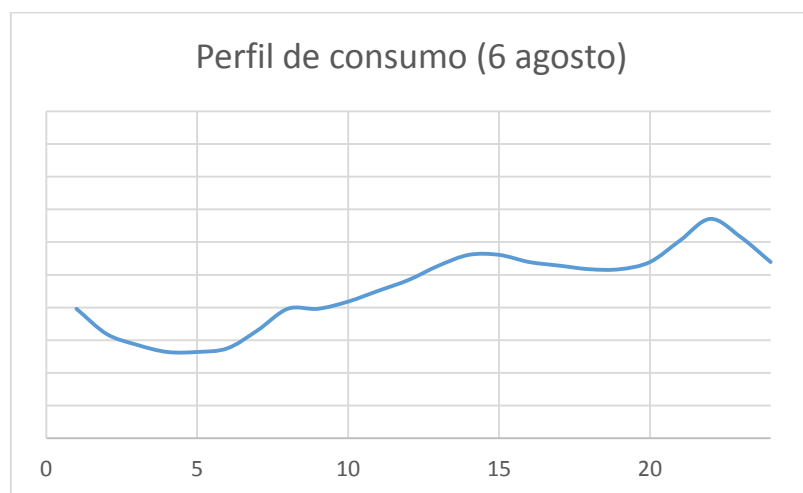
La tarifa con discriminación horaria es una modalidad de contratación de electricidad para todos aquellos consumidores con potencias contratadas menores o iguales a 10 kW. Se diferencia de la anterior por tener dos precios distintos para la electricidad consumida en función de la hora del día. Se tendrán dos períodos denominados, valle (14 horas con un precio más barato) y punta (10 horas con un precio más caro). Por tanto, cuanto mayor consumo se produzca en el período valle, mayor ahorro se tendrá en las facturas eléctricas,

es decir, con esta tarifa, el consumidor puede adecuar su consumo con una clara finalidad de ahorro.

A continuación se presentan los perfiles de consumo tipo (proporcionados por Red Eléctrica, según el método descrito en la Resolución de 26 de Diciembre de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas [73]) de dos días seleccionados de forma que se pueda comparar entre un día de verano y uno de invierno:



Gráfica 54. Perfil de consumo de un día de invierno



Gráfica 55. Perfil de consumo de un día de verano

Como se puede apreciar en las tablas, existen ciertas similitudes. Ambas gráficas presentan dos máximos producidos entre las 12:00-14:00h y entre las 20:00-23:00, si bien es cierto que en invierno los picos suelen ser algo más notables que en verano, sobre todo de noche, en parte debido a los aparatos de calefacción y a los horarios tan distintos en

los que anochece, que en el caso del período invernal, se traduce en un mayor consumo de iluminación.

7.2. Evolución de las tarifas eléctricas

La tarifa eléctrica hace referencia al precio que tenemos que pagar por la electricidad consumida en nuestros hogares. La tarifa antes conocida como TUR (Tarifa de Último Recurso), a la que estaban acogidos unos 17 millones de consumidores domésticos, ahora se llama PVPC (Precio Voluntario al Pequeño Consumidor) y tiene un nuevo método de cálculo.

Hasta entonces lo que se pagaba por cada kWh consumido (la parte de la tarifa correspondiente al coste de la energía), se calculaba a través de las denominadas subastas CESUR, realizadas cada 3 meses entre las grandes compañías generadoras de electricidad y comercializadoras, pero ahora se decide en el mercado mayorista y se emite con un día de antelación. Pero antes de entrar a analizar los cambios producidos, se va a analizar la composición de la factura eléctrica para cualquier consumidor doméstico.

La factura eléctrica de un hogar se compone de un concepto de energía (concepto variable que depende de la energía consumida), un concepto fijo referente a los costes regulados mediante la llamada tarifa de acceso o peajes y, por último, los impuestos correspondientes [74].

La estructura básica de los peajes está definida en el RD 1164/2001 por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica [75]. Además de estos gastos, los peajes también hacen referencia a otros costes regulados. Dentro de los impuestos se encuentra el IVA y el impuesto sobre la electricidad.

Como se ha explicado anteriormente, el 28 de marzo de 2014, el Gobierno aprobó el Real Decreto 216/2014, donde se establecía un nuevo sistema para determinar el coste de producción de la energía eléctrica [76], sustituyendo al anterior sistema de subastas CESUR, con el objetivo de abaratar el coste de la energía, aumentar la transparencia y mejorar la competencia. Este nuevo modelo de facturación de la electricidad implica nuevos precios y distintas modalidades de contratación.

La finalidad del sistema de subastas CESUR era la de fijar un precio estable para cada trimestre a los usuarios de la Tarifa de Último Recurso. Si el precio real de la electricidad, determinada en el mercado diario mayorista o pool a través de un mecanismo simple de oferta y demanda, era diferente al de la subasta, las correspondientes pérdidas o ganancias eran asumidas por los agentes cuyas ofertas habían sido aceptadas en la subasta eléctrica

y compradas por los comercializadores (CUR). La Secretaría de Estado de Energía se encargaba de establecer las características específicas para cada una de las subastas CESUR.

Por tanto, dentro del mercado eléctrico se podían diferenciar dos mercados. Por un lado el mercado mayorista conocido como pool eléctrico, donde los productores de energía eléctrica y las empresas de distribución fijaban los precios de la electricidad que se consumiría el día siguiente. Y por otro lado, el mercado que fijaba los precios regulados de tarifa de último recurso que operaba las subastas CESUR [77].

A continuación se presentan los precios tanto de la energía como de las tarifas de acceso del año 2013. Como se puede apreciar, en el año 2013 hubo varias desviaciones en los precios y los peajes de acceso, donde destacan los incrementos de la parte fija de potencia, que afectaron el importe de la factura eléctrica de los consumidores.

	PRECIO DE LA ENERGIA		PEAJES DE ACCESO	
	Término de potencia (€/KWaño)	Término de energía (€/KWh)	Término de potencia (€/KWaño)	Término de energía (€/KWh)
1-10-2013/31-12-2013	35,649468	0,130485	31,649473	0,053255
1-08-2013/30-09-2013	35,649468	0,124985	31,649473	0,053255
1-07-2013/31-07-2013	21,893184	0,140728	17,89	0,069
1-04-2013/30-06-2013	21,893184	0,138658	17,89	0,069
1-01-2013/31-03-2013	21,893184	0,150938	17,89	0,069

Tabla 9. Precios de la energía y peajes de acceso en 2013

Como hipótesis para el análisis de rentabilidad y la determinación del ahorro producido para el consumidor mediante la instalación fotovoltaica, se ha cogido como valor aproximado para cada uno de los términos, tanto del precio de la energía como de los peajes de acceso, el valor medio anual.

	PRECIO DE LA ENERGIA		PEAJES DE ACCESO	
	Término de potencia (€/KWaño)	Término de energía (€/KWh)	Término de potencia (€/KWaño)	Término de energía (€/KWh)
Valor medio 2013	27,3956976	0,1371588	23,3937892	0,062702

Tabla 10. Valores medios de los precios de la energía y peajes de acceso en 2013

Tras los resultados de las últimas subastas, el Ministerio decidió implantar un nuevo sistema para fijar la tarifa llamado Precio Voluntario al Pequeño Consumidor (PVPC). El nuevo sistema, introducido en el RD 216/2014, se empezó a aplicar desde el 1 de abril de 2014 y afecta a los consumidores acogidos anteriormente a la tarifa regulada TUR (Tarifa de Último Recurso) conectados en baja tensión cuya potencia contratada sea menor o igual a 10 kW.

El término fijo, que dependía de la potencia contratada, permanece igual y depende de la tarifa de acceso y el margen de comercialización por cada kW contratado. Sin embargo, el término variable cambia ya que la parte de la tarifa que correspondía al coste de la energía y que se decidía trimestralmente en subasta, ahora se decide en el mercado mayorista con un día de antelación. La tarifa tendrá un precio para cada hora del día siguiente, es decir, habrá 24 tarifas diferentes para cada uno de los días del año.

Por tanto, los precios voluntarios para el pequeño consumidor serán los precios máximos que podrán cobrar las comercializadoras de referencia del mercado regulado a los consumidores que se acojan a dicho precio. En la disposición adicional primera del RD 216/2014 y de acuerdo con el artículo 3.1 del mismo se encuentra el listado de comercializadores de referencia en todo el territorio español [76].

En el artículo 7.1 del presente Real Decreto se indica que los precios voluntarios para el pequeño consumidor se determinarán a partir del peaje de acceso asociado a cada punto de suministro y estarán compuestos por un término de potencia (TPU), un término de energía (TEU) y, en su caso, un término de la energía reactiva.

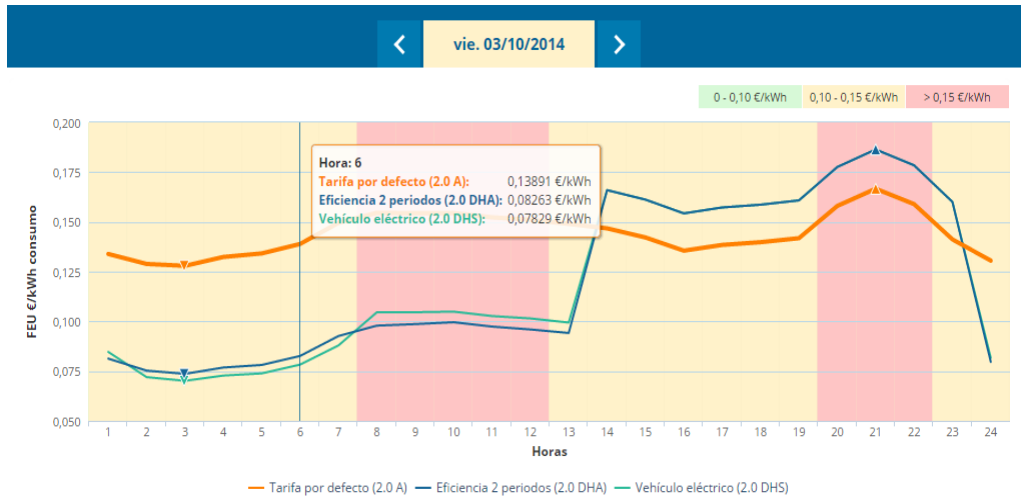
Por su parte, en el artículo 8, se determinan los componentes de la facturación de los precios voluntarios para el pequeño consumidor [76]. El término de facturación de potencia (fijo y expresado en €) será el producto de la potencia contratada (kW) y el precio del término de potencia del PVPC (€/kW y año). El término de facturación de energía activa (variable y expresado en €) será el sumatorio resultante de multiplicar la energía consumida en cada período tarifario (kWh) y el término de energía (€/kWh) correspondiente.

Además, en este Real Decreto se contempla la implantación de los nuevos contadores digitales, cuya renovación se inició hace unos años y debe completarse antes del 31 de diciembre de 2018 y que permite adecuar la demanda a las horas en las que el precio de la energía sea menor.

El Operador del Sistema eléctrico (REE) ha desarrollado un sistema de información denominado Sistema de Información del Operador del Sistema (e-sios), como un método efectivo de comunicación para todos los agentes del sistema eléctrico. En la página web del programa, REE pone a disposición de cualquier persona la información pública de los resultados de los mercados o procesos de operación del sistema [78].

Por tanto, este programa facilita los datos referentes al cálculo del término de energía horario del PVPC (en €/kWh) que corresponden al consumo horario previsto para cada uno de los días del año. En la imagen, se puede ver el consumo horario previsto para el día 3 de Octubre del 2014 para cada una de las tarifas correspondientes que aparecen. Para los cálculos y los análisis realizados para el año 2014 en el proyecto, se han utilizado los datos referentes a la tarifa por defecto 2.0.A. Vale la pena recordar que los datos de

consumo se obtenían a través de unos perfiles facilitados por Red Eléctrica, que había que adaptar posteriormente al consumo anual establecido para el tipo de vivienda analizada.



Gráfica 55. Consumo y facturación horaria para el 3 de Octubre de 2014

No obstante, la mayor parte de los consumidores, que todavía no disponen de estos contadores digitales con telegestión, siguen acogidos a una tarifa fija garantizada que no afecta al total de la factura sino a la parte que corresponde a la energía, cuyo importe está fijado por el Ministerio. En este caso, los cálculos se hacen empleando coeficientes calculados de antemano y no según las medidas reales de consumo.

A continuación se presentan los precios tanto de la energía como de las tarifas de acceso y del margen de comercialización (referente a la potencia contratada) del año 2014.

	PRECIO DE LA ENERGIA	MARGEN DE COMERCIALIZACIÓN	PEAJES DE ACCESO	
	Coste de la energía (€/KWh)	Margen de comercialización (€/KW y año)	Término de potencia (€/KW y año)	Término de energía (€/KWh)
Tarifa fija PVPC 2014	0,081115	4	38,043426	0,044027

Tabla 11. Precio de la energía y peajes de acceso para tarifa PVPC en 2014

En la siguiente tabla aparece la comparación de pagos de la parte de la tarifa que corresponde al coste de la energía consumida para los años 2013 y 2014, para ver cómo ha afectado la implantación del nuevo sistema PVPC respecto al de subastas. La parte de potencia de la tarifa no se va a comparar, ya que en los análisis posteriores respecto al ahorro producido al instalar tecnología fotovoltaica no va a variar, al ser fija.

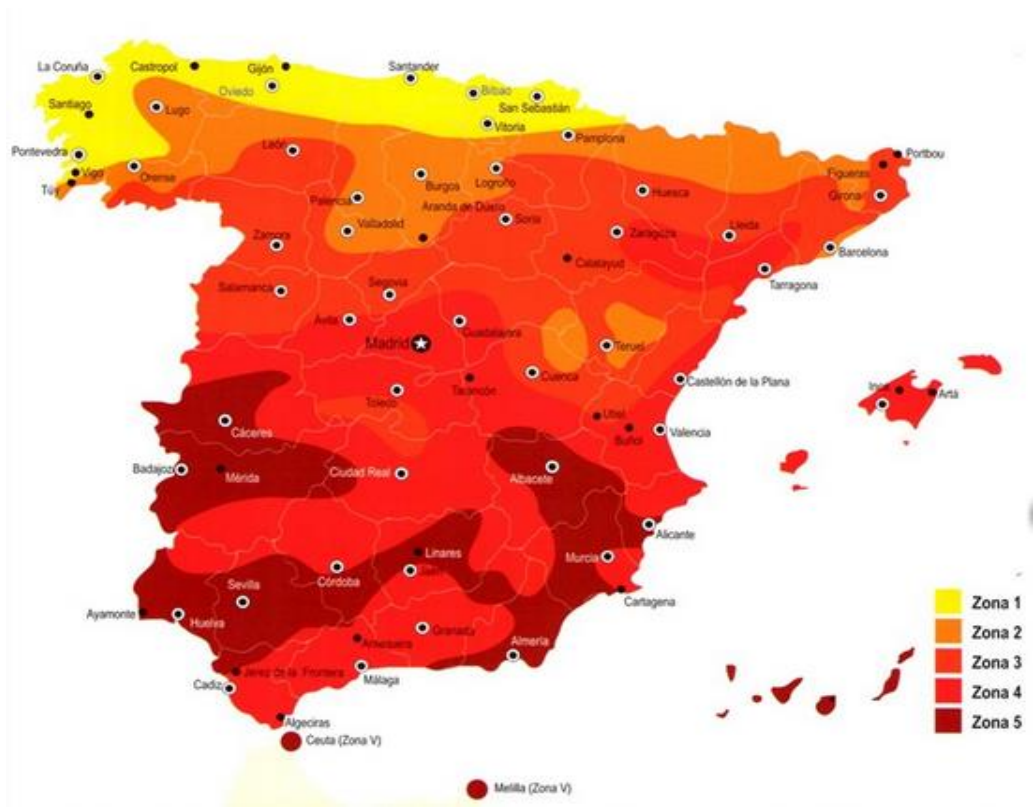
AÑO	2013 (TUR)	2014 (PVPC)	
TIPO DE TARIFA	Tarifa Fija	Tarifa fija	Tarifa horaria
COSTE (€)	1389,96	1274,96	1150,49

Tabla 12. Comparación de pagos por energía consumida

Como se puede observar en la tabla, los costes referentes a la energía en 2013 para un cliente con un consumo de aproximadamente 10133,965 kWh eran más caros con el antiguo sistema de subastas de 2013. Además, también se pueden apreciar diferencias de costes entre las dos tarifas del PVPC, siendo más barata la que corresponde a los consumidores que utilizan contadores digitales.

7.3. Ubicación geográfica y características de la instalación

Como se ha visto anteriormente, el CTE-HTE5 divide España en cinco zonas climáticas conforme a la radiación solar global media diaria anual sobre superficie horizontal [23]. En la siguiente figura y tabla se marcan los límites de zonas homogéneas a efectos de la exigencia.



Gráfica 57. Zonas climáticas de España

Zona climática	MJ/m2	kWh/m2
I	$H < 13,7$	$H < 3,8$
II	$13,7 \leq H < 15,1$	$3,8 \leq H < 4,2$
III	$15,1 \leq H < 16,6$	$4,2 \leq H < 4,6$
IV	$16,6 \leq H < 18,0$	$4,6 \leq H < 5,0$
V	$H \geq 18,0$	$H \geq 5,0$

Tabla 13. Radiación solar global media diaria anual

Como se puede ver, las zonas con mayor radiación pertenecen a la zona V (radiación superior a 5 kWh/m²), mientras que las zonas con menor radiación están encuadradas en la zona I (radiación inferior a 3,8 kWh/m²).

Según se especifica en la disposición adicional primera del RD 14/2010, existirá una referencia de las horas equivalentes de funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas [79]. El número de horas equivalente de funcionamiento de una instalación de producción de energía eléctrica se define como el cociente entre la producción neta anual (kWh) y la potencia nominal de la instalación (kW). Las horas equivalentes de referencia para las instalaciones fotovoltaicas (para el análisis nos fijaremos en instalaciones fijas), según la zona solar climática donde se ubique la instalación y de acuerdo al CTE-HTE5, serán las que aparecen en la siguiente tabla:

Tecnología	Horas equivalentes de referencia/año				
	Zona I	Zona II	Zona III	Zona IV	Zona V
Instalación fija	1.232	1.362	1.492	1.632	1.753
Instalación con seguimiento a 1 eje	1.602	1.770	1.940	2.122	2.279
Instalación con seguimiento a 2 ejes	1.664	1.838	2.015	2.204	2.367

Tabla 14. Horas equivalentes de referencia para instalaciones fotovoltaicas

Estos datos van a servir como base de comparación para comprobar que el número de horas equivalentes obtenidas en el análisis, por la herramienta System Advisor Model, son semejantes a las que aparecen en la tabla, y que, por tanto, el valor de energía generada por la instalación fotovoltaica es adecuado.

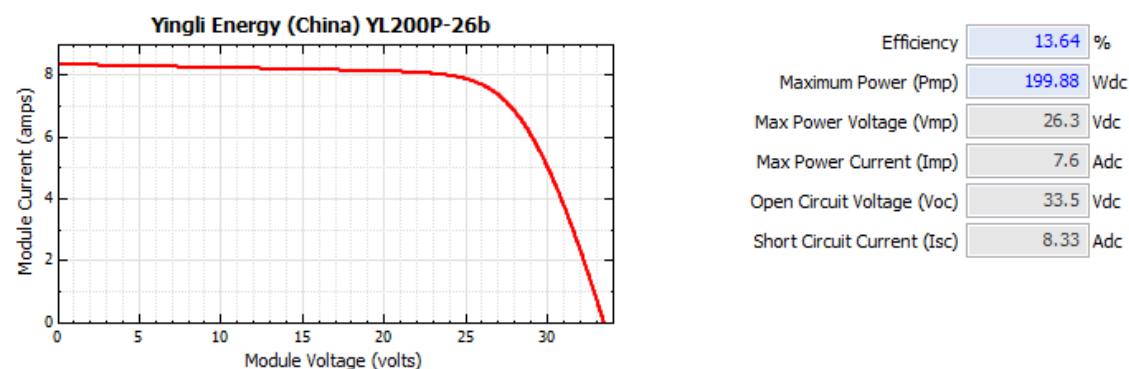
Para el presente proyecto, se ha realizado el estudio técnico-económico para cada una de las diferentes zonas, con el fin de poder apreciar la diferencia de realizar la instalación en cada una de ellas. Gracias a este estudio, se podrá ver qué diferencia existe entre los períodos de recuperación para cada una de las instalaciones y, por tanto, en qué zona es más rentable realizar la instalación fotovoltaica en la vivienda tipo.

De momento, en este apartado, se va a analizar la energía generada por la instalación fotovoltaica dependiendo de la ubicación geográfica de la misma. Para ello se ha utilizado el programa SAM (System Advisor Model. Con esta herramienta se obtendrá la radiación correspondiente de cada zona [80] (a partir de la base de datos de radiación NOAA y el departamento de eficiencia energética y energías renovables) y se calculará la producción horaria de la instalación fotovoltaica, y posteriormente anual, para cada una de las potencias a analizar (4,3 y 2 kW) y cada una de las zonas posibles, donde para ello se ha elegido una ciudad representativa de cada zona:

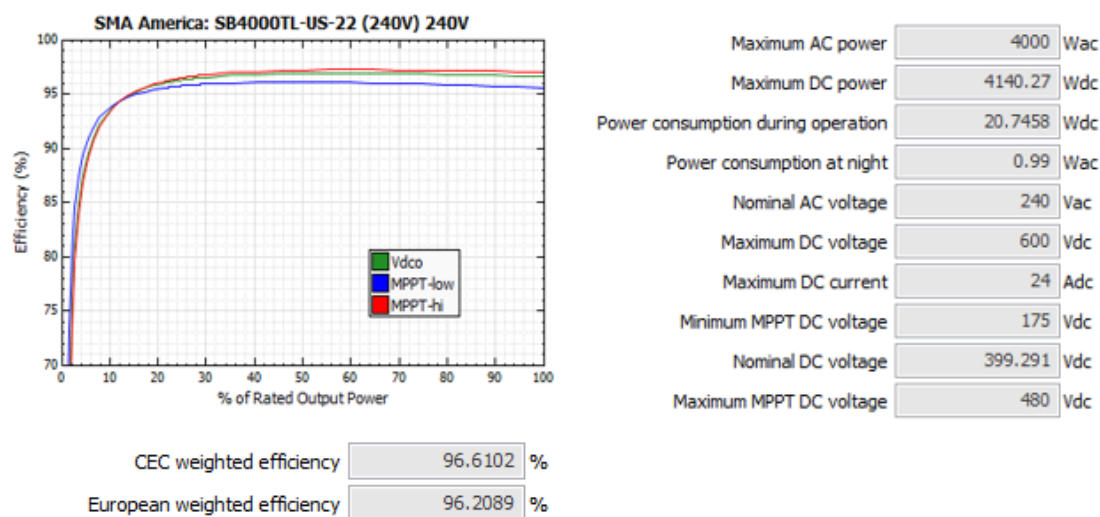
Zona I	Zona II	Zona III	Zona IV	Zona V
Pontevedra	Burgos	Salamanca	Madrid	Huelva

Tabla 15. Zonas de referencia para la instalación fotovoltaica

A continuación se presentan las características de la instalación fotovoltaica de 4 kW de potencia nominal utilizada para el análisis técnico-económico. Los módulos fotovoltaicos utilizados para la instalación son del fabricante Yingli, modelo YL200P-26b con una potencia unitaria de 200 W. Cada panel está compuesto por 54 células de tecnología de silicio multicristalino. En este caso el inversor elegido es del fabricante SMA, líder del mercado, y que tiene una potencia nominal de 4 kW y un rendimiento de algo más del 96%, como aparece en la segunda imagen.



Gráfica 58. Características del módulo fotovoltaico de la instalación



Gráfica 59. Características del inversor fotovoltaico de la instalación

A continuación, se presenta en la siguiente tabla la energía anual producida por cada instalación y las horas equivalentes para instalación fija producidas (HEQ) para cada una de las zonas mencionadas anteriormente. También se presenta el mismo análisis para las instalaciones con potencia nominal de 2 y 3 kW. Para estas instalaciones se utilizaría el mismo modelo de módulo fotovoltaico y cambiaría el inversor utilizado que se adecuaría a las potencias citadas anteriormente.

No obstante, y para simplificar los cálculos, se ha considerado la misma energía horaria obtenida por el SAM para la instalación de 4 kW, pero considerando un 75% (para 3 kW) y un 50% (para 2 kW) de esos valores. Se han elegido para la comparación instalaciones fotovoltaicas con potencias menores como medida de eficiencia energética, ya que instalaciones con potencias superiores al consumo anual de la vivienda, estarían sobredimensionadas.

	Zona I	Zona II	Zona III	Zona IV	Zona V
4 kW	5133	5371	5557	5849	6460
3 kW	3850	4028	4168	4387	4845
2 kW	2567	2685	2778	2925	3230
HEQ	1283	1343	1389	1462	1615

Tabla 16. Producción y horas equivalentes de referencia de la instalación fotovoltaica

Como se puede ver en la tabla, las horas equivalentes obtenidas para las instalaciones fijas analizadas en el proyecto, son parecidas a los valores de referencia que aparecen en la disposición adicional primera del RD 14/2010.

7.4. Forma de autoconsumo

En este apartado se va a detallar de qué manera puede el consumidor residencial aprovechar la energía generada a partir de la instalación fotovoltaica diseñada para su vivienda.

En los análisis de rentabilidad que se detallan a continuación se van a estudiar los años 2013 y 2014 y se va a comparar de qué manera ha influido la entrada del nuevo modelo tarifario en el sistema eléctrico respecto al vigente en 2013. Los términos fijos de la tarifa no se van a tener en cuenta, ya que son términos que se van a seguir pagando aunque se realice la instalación fotovoltaica.

En el primer análisis se va a tratar de comparar qué ingresos económicos anuales habría para el consumidor en el caso de que se remunerara toda la energía producida por la instalación fotovoltaica, es decir, en el caso de que se incentivara la producción fotovoltaica.

Para ello se ha supuesto que la retribución económica prevista por la energía fotovoltaica producida por la instalación se remunerare con un importe igual al término de energía variable de la tarifa correspondiente, es decir, la parte de la tarifa eléctrica que representa al consumo energético de la vivienda.

$$\text{Ingresos FV (€)} = \text{Energía producida FV (kWh)} * \text{Término de energía variable (€/kWh)}$$

INGRESOS TUR (€)	Zona I	Zona II	Zona III	Zona IV	Zona V
4 kW	704,08	736,67	762,17	802,27	886,00
3 kW	528,06	552,50	571,63	601,70	664,50
2 kW	352,04	368,33	381,08	401,13	443,00

Tabla 17. Ingresos de la instalación fotovoltaica con tarifa TUR

ING. PVPC FIJO(€)	Zona I	Zona II	Zona III	Zona IV	Zona V
4 kW	645,83	675,72	699,11	735,89	812,70
3 kW	477,81	499,93	517,23	544,44	601,27
2 kW	318,54	333,28	344,82	362,96	400,85

Tabla 18. Ingresos de la instalación fotovoltaica con tarifa PVPC fija

ING. PVPC HOR (€)	Zona I	Zona II	Zona III	Zona IV	Zona V
4 kW	586,76	616,33	635,24	667,58	737,57
3 kW	440,07	462,25	476,43	500,68	553,18
2 kW	293,38	308,17	317,62	333,79	368,77

Tabla 19. Ingresos de la instalación fotovoltaica con tarifa PVPC horaria

Como se puede ver en las tablas, estos ingresos serían más favorables en el caso del antiguo modelo de tarifa.

Por otro lado, en el segundo análisis, se va a calcular el ahorro económico producido por la instalación en el caso de que se consumiera toda la energía producida posible en cada momento (autoconsumo instantáneo) sin recibir ningún tipo de contraprestación económica por verter los excesos a la red ni ningún tipo de incentivo por la producción fotovoltaica, en comparación con el no haber realizado dicha instalación. En este caso, como habrá momentos (cuando no haya sol), en los que la producción de la instalación fotovoltaica sea menor al consumo de la vivienda, se comprará esa energía necesaria para cubrir el consumo, a la compañía eléctrica correspondiente.

A día de hoy, una de las principales incógnitas por desvelar y que no estarán claras hasta que salga a la luz de manera oficial el Real Decreto que regule el autoconsumo mediante Balance Neto, es el porcentaje del término de energía que va a asumir el productor fotovoltaico. Este factor es clave, para saber la rentabilidad económica de la instalación, ya que cuanto más pague el cliente, más tardará en recuperar la inversión. De igual manera va a ocurrir con el precio que se le paga al consumidor por verter la energía producida por la instalación fotovoltaica a la red.

Dado que estos datos no se conocen, ni se sabe de qué manera van a ser regulados en el futuro Real Decreto, se va a tomar la hipótesis de que el cliente va a asumir el 100% (caso más desfavorable) de la parte correspondiente a los términos de energía variable que paga en la tarifa eléctrica correspondiente.

Respecto al precio que se le paga al consumidor por verter la energía a la red, únicamente se ha contemplado la hipótesis de que no reciba ningún tipo de contraprestación económica por los excedentes, como así indica la Propuesta de Real Decreto sobre autoconsumo analizada en el apartado 3.3.2 del presente proyecto.

De esta manera, el ahorro económico se va a calcular de la siguiente manera:

$$\text{Ahorro anual} = \text{Coste de energía consumida (sin FV)} - \text{Coste de energía consumida (con FV)}$$

Donde el coste de la energía consumida en los dos casos va a ser igual a la energía consumida de la red multiplicado por el término de energía variable de la tarifa correspondiente a cada modelo de tarifa analizado.

- Coste energía consumida (sin FV)

Los resultados de los costes correspondientes a la energía consumida por parte del cliente doméstico, antes de realizar ningún tipo de instalación fotovoltaica y de producir su propia energía, aparecen reflejados en el apartado 7.2, en la tabla 12.

- Coste energía consumida (con la instalación FV)

Los resultados de estos costes dependerán de cuánta parte de la energía consumida horaria por parte del cliente doméstico ha sido producida por la instalación fotovoltaica, ya que cuanto más consumo se cubra a partir de la instalación, mayores ahorros económicos tendrá el cliente. El análisis de estos costes, para los modelos de tarifa analizados, se puede ver en las siguientes tablas:

TUR (€)	Zona I	Zona II	Zona III	Zona IV	Zona V
4 kW	894,51	907,26	876,10	879,09	836,51
3 kW	948,58	956,20	924,05	926,16	881,12
2 kW	1043,40	1040,18	1017,90	1010,70	970,59

Tabla 20. Análisis de costes de la instalación para tarifa TUR

PVPC fijo (€)	Zona I	Zona II	Zona III	Zona IV	Zona V
4 kW	820,51	832,20	803,61	806,36	767,30
3 kW	861,53	865,21	836,12	838,03	797,27
2 kW	944,11	941,19	921,04	914,53	878,23

Tabla 21. Análisis de costes de la instalación para tarifa PVPC fija

PVPC horario (€)	Zona I	Zona II	Zona III	Zona IV	Zona V
4 kW	739,51	750,67	725,30	728,32	692,77
3 kW	783,51	790,11	764,13	766,57	728,78
2 kW	861,53	858,32	840,50	835,25	801,69

Tabla 22. Análisis de costes de la instalación para tarifa PVPC horaria

Como se puede ver en las tablas, el coste de la energía consumida está en relación inversa respecto al recurso solar de la ubicación geográfica de la instalación, ya que, cuanto más recurso solar, más producción fotovoltaica y menores costes asumirá el cliente, al cubrir gran parte del consumo con la instalación fotovoltaica.

No obstante, las zonas referentes a Burgos y Madrid presentan unos costes cercanos a Pontevedra y Salamanca respectivamente. Esto puede ser debido a que en algunas horas la producción fotovoltaica de la instalación en las zonas de Burgos y Madrid ha sido menor que la existente en Pontevedra y Salamanca, y, por tanto, ha cubierto menos consumo de la vivienda, produciéndose así un mayor coste de la energía al ser más dependiente de la red.

- Ahorro económico anual

Una vez analizados los costes de la energía consumida por la vivienda, tanto con la instalación fotovoltaica como sin ella, se presentan en las siguientes tablas los ahorros económicos producidos para cada ciudad estudiada, en el caso de se produjera energía a través de la instalación fotovoltaica. Como en el caso anterior, estas tablas están diferenciadas según el modelo de tarifa utilizado.

TUR (€)	Zona I	Zona II	Zona III	Zona IV	Zona V
4 kW	495,45	482,70	513,86	510,87	553,45
3 kW	441,38	433,76	465,91	463,80	508,84
2 kW	346,56	349,78	372,06	379,26	419,37

Tabla 23. Ahorros económicos producidos por la instalación para tarifa TUR

PVPC fijo (€)	Zona I	Zona II	Zona III	Zona IV	Zona V
4 kW	454,45	442,76	471,35	468,60	507,66
3 kW	413,43	409,75	438,84	436,93	477,69
2 kW	330,85	333,77	353,92	360,43	396,73

Tabla 24. Ahorros económicos producidos por la instalación para tarifa PVPC fija

PVPC horario (€)	Zona I	Zona II	Zona III	Zona IV	Zona V
4 kW	410,98	399,82	425,19	422,17	457,72
3 kW	366,98	360,38	386,36	383,92	421,71
2 kW	288,96	292,17	309,99	315,24	348,80

Tabla 25. Ahorros económicos producidos por la instalación para tarifa PVPC horaria

Como se puede ver en las tablas, no existe excesiva diferencia entre los ahorros anuales producidos para cada zona. Esto es debido a que las horas de mayor recurso solar no coinciden con las de mayor consumo de la vivienda y, por tanto, existe un exceso de generación que no va a ser aprovechado y que será vertido a la red, sin ningún tipo de repercusión económica para el consumidor.

Por el contrario, las horas de mayor consumo en este tipo de viviendas normalmente suelen ser por la noche, cuando ya no existe recurso solar y donde el consumidor necesita la energía de la red para atender a la demanda correspondiente. Por esta razón, los ahorros económicos producidos no son mayores, al no poder aprovechar el exceso de producción y seguir teniendo tanta dependencia de la red.

7.5. Peaje de respaldo

Como aparece en el apartado 3.3.2., en julio de 2013 se publicó un borrador de Real Decreto sobre autoconsumo, que introdujo el concepto de “peaje de respaldo”. Este peaje es un impuesto que afecta a los consumidores acogidos a una modalidad de autoconsumo y que, según el borrador, tiene la función de cubrir una serie de costes debidos al respaldo que requiere el sistema para garantizar el balance entre generación y demanda.

Esto significa que el consumidores que posea una instalación de generación conectada en el interior de su red, deberá pagar un peaje por la energía producida por la instalación de autoconsumo, además del peaje de acceso y el resto de impuestos correspondientes.

Según el artículo 16 de dicho borrador, el peaje de respaldo se calculará, para cada categoría de peaje de acceso, considerando el término variable de los mismos, el valor de los pagos por capacidad que corresponda y el precio estimado de los servicios de ajuste en cada período correspondientes a la demanda nacional [34].

Pese a no tener valor legal al no haber sido aprobado, este borrador de Real Decreto sobre autoconsumo ha creado mucha incertidumbre en el sector renovable, en especial, en el doméstico, ya que este peaje de respaldo supone un coste adicional que provoca una disminución del ahorro generado mediante la instalación de autoconsumo.

Según la disposición transitoria primera del borrador [34], de manera transitoria y hasta que sean establecidos por orden del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, el peaje de respaldo establecido en el artículo 9, tomará el siguiente valor para la categoría 2.0 A de peajes de acceso a las redes de transporte y distribución:

Peaje respaldo 2.0 A (€/kWh)	0,067568
------------------------------	----------

A continuación se van a analizar los costes anuales que suponen la instauración de este peaje de respaldo para el consumidor doméstico en función de la zona de la instalación. Este coste viene determinado por la siguiente fórmula:

$$\text{Coste peaje de respaldo anual} = \text{Energía producida FV (kWh)} * \text{Peaje de respaldo (€/kWh)}$$

El análisis de estos costes viene reflejado en la siguiente tabla:

Coste de respaldo (€)	Zona I	Zona II	Zona III	Zona IV	Zona V
4 kW	346,85	362,90	375,46	395,22	436,47
3 kW	260,14	272,18	281,60	296,41	327,35
2 kW	173,42	181,45	187,73	197,61	218,23

Tabla 26. Análisis de los costes derivados del peaje de respaldo

Como se puede ver en la tabla, los costes generados por el peaje de respaldo son dependientes del recurso solar existente en cada zona, ya que cuanto mayor sea la producción fotovoltaica, mayores serán estos costes y por tanto menores ahorros tendrá el consumidor a lo largo del año.

- Ahorro económico anual

Como en el apartado anterior, en las siguientes tablas se pueden ver los ahorros económicos producidos para el consumidor en cada ciudad estudiada, si es que existieran, en el caso de que se produjera energía a través de la instalación fotovoltaica. Estas tablas estarán diferenciadas en función del modelo de tarifa.

TUR (€)	Zona I	Zona II	Zona III	Zona IV	Zona V
4 kW	148,60	119,80	138,40	115,65	116,98
3 kW	181,24	161,58	184,31	167,39	181,49
2 kW	173,14	168,33	184,33	181,65	201,14

Tabla 27. Ahorros económicos producidos por la instalación para tarifa TUR

PVPC fijo (€)	Zona I	Zona II	Zona III	Zona IV	Zona V
4 kW	107,60	79,86	95,89	73,38	71,19
3 kW	153,29	137,57	157,24	140,52	150,34
2 kW	157,43	152,32	166,19	162,82	178,50

Tabla 28. Ahorros económicos producidos por la instalación para tarifa PVPC fija

PVPC horario (€)	Zona I	Zona II	Zona III	Zona IV	Zona V
4 kW	64,13	36,92	49,73	26,95	21,25
3 kW	106,84	88,20	104,76	87,51	94,36
2 kW	115,54	110,72	122,26	117,63	130,57

Tabla 29. Ahorros económicos producidos por la instalación para tarifa PVPC horaria

Como se puede ver en las tablas y, aunque parezca ilógico, cuanto más recurso solar existe en la zona donde se realice la instalación, mayores serán los costes derivados del peaje de respaldo y menor el ahorro económico producido para el consumidor doméstico. Además, con el nuevo modelo de tarifa PVPC, los consumidores verían claramente penalizada su instalación para autoconsumo, ya que prácticamente no tendrían ningún tipo de ahorro considerable. En estas tablas también se puede observar que a mayor potencia fotovoltaica instalada, menor será el ahorro económico producido por la misma.

Por tanto, y a la vista de estos resultados, se puede afirmar que este peaje de respaldo desincentiva completamente el autoconsumo.

Este peaje de respaldo fue criticado por los hasta entonces organismos reguladores CNE y CNC. Según la CNE, el establecimiento del peaje de respaldo supone un trato discriminatorio a los consumidores acogidos a las modalidades de autoconsumo, que no verían reducida su factura por el uso de esta medida de eficiencia energética, por lo que no reconocerían los beneficios del autoconsumo [81].

7.6. Costes de la inversión en tecnología fotovoltaica

Uno de los factores que más va a influir en el período de retorno de la instalación es la inversión que va a realizar el consumidor doméstico al realizar una instalación fotovoltaica.

Para analizar este factor, se va a partir de un precio de mercado medio de 1,5 €/Wp instalado. Según diversas fuentes, en la actualidad, para instalaciones de autoconsumo conectadas a red con una potencia inferior a 5 kWp, el precio en España está cercano a 1,5 €/Wp [82] [83]. En los próximos años se espera que este precio siga bajando debido al fuerte desarrollo de los componentes implicados.

El coste de una instalación fotovoltaica depende de la potencia pico que se quiera instalar. Normalmente la potencia pico se suele considerar un 10% superior a la potencia nominal de la instalación, que viene indicada por la potencia nominal del inversor.

Así pues, la inversión final de la instalación, con un precio de 1,5 €/Wp, se desglosa en las siguientes partes:

Inversión inicial de componentes de la instalación

- Material solar: Módulos, inversor, estructura, cableado y monitorización
- Material eléctrico: contador bidireccional
- Mano de obra de la instalación
- Memoria técnica

Licencia de obras, tasas y tramitaciones

- Trámites administrativos y permisos
- Costes de conexión y verificación de la compañía eléctrica
- Inscripción en el Registro de Productores

Aparte de estos costes fijos, se podrían considerar otros costes anuales como los costes de mantenimiento y los costes de seguro. Sin embargo, para instalaciones en viviendas unifamiliares tipo como las que se plantean en el presente proyecto, son prácticamente nulos, ya que el único mantenimiento que se tiene que realizar es la limpieza de las placas solares cada cierto tiempo. Si surgiera algún problema de funcionamiento de los componentes de la instalación, normalmente suelen ser cubiertos por la garantía de las compañías instaladoras.

Por tanto, los costes referentes a la inversión en la instalación fotovoltaica para autoconsumo depende de la potencia pico de la instalación, se consideran iguales para cada zona estudiada y se muestran en la siguiente tabla:

COSTES DE LA INVERSIÓN	
Instalación fotovoltaica 4,4 kWp	6.600 €
Instalación fotovoltaica 3,3 kWp	4.950 €
Instalación fotovoltaica 2,2 kWp	3.300 €

Tabla 30. Costes de la inversión fotovoltaica en función de la potencia

7.7. Período de recuperación de la inversión (caso actual)

En este apartado se van a analizar los períodos de recuperación de la inversión para cada una de las zonas y cada uno de los modelos de tarifa estudiados, de forma que se puedan obtener conclusiones claras acerca de la influencia del recurso solar y las ventajas o inconvenientes del cambio del modelo de tarifa.

Para saber el período de recuperación de la inversión se ha utilizado como herramienta de análisis de las inversiones el VAN o Valor Actual Neto. Esta herramienta permite actualizar mediante una tasa todos los flujos de caja futuros y determinar en el tiempo

actual como afectan dichos flujos futuros en el proyecto, para así saber cuándo es rentable invertir en el proyecto.

$$VAN = \sum_{i=1}^n \frac{\text{Flujos de caja}}{(1+k)^i} - \text{Inversión inicial}$$

La idea de usar esta herramienta es saber en qué año se recupera la inversión. Cuando el resultado del VAN sea mayor que 0 supondrá que la inversión se ha recuperado totalmente y que la inversión podría producir ganancias por encima de la tasa de descuento aplicada. La principal característica de esta herramienta es que considera el valor del dinero en el tiempo.

Para realizar estos cálculos se van a suponer cuatro hipótesis en cuanto al valor de la tasa de descuento con valores de 0,03, 0,05, 0,07 y 0,1. De este modo, se podrá ver de qué manera afecta esta tasa en la recuperación de la inversión.

Otro dato importante es la evolución de los precios de la electricidad y es que, en los últimos años ha estado en constante movimiento. Con la entrada del modelo de tarifa PVPC, la parte fija de la tarifa aumentó considerablemente, mientras que la parte variable se redujo también considerablemente. Es importante determinar estos datos, ya que a mayores subidas de la parte variable correspondiente al coste de la energía (la que nos interesa para el proyecto), menores serán los plazos de recuperación de la inversión.

Debido a que es prácticamente imposible asegurar la tendencia de los precios de la luz se ha considerado, para estos cálculos, mantener las bases de estudio y suponer la hipótesis de que la parte de energía variable se mantiene con el mismo valor para el resto de los años.

En las siguientes tablas se muestra el período de recuperación de la inversión, en función de la zona estudiada y el modelo de tarifa analizado y sin considerar el peaje de respaldo:

- Años de recuperación para Pontevedra

TUR (€)	Tasa de descuento utilizada			
	k = 0,03	k = 0,05	k = 0,07	k = 0, 1
4 kW	18 años	23 años	40 años	+ 50 años
3 kW	14 años	17 años	23 años	+ 50 años
2 kW	12 años	14 años	17 años	32 años

	Tasa de descuento utilizada			
PVPC fijo (€)	k = 0,03	k = 0,05	k = 0,07	k= 0, 1
4 kW	20 años	27 años	+ 50 años	+ 50 años
3 kW	16 años	19 años	27 años	+ 50 años
2 kW	13 años	15 años	18 años	+ 50 años

	Tasa de descuento utilizada			
PVPC horario (€)	k = 0,03	k = 0,05	k = 0,07	k= 0, 1
4 kW	23 años	34 años	+ 50 años	+ 50 años
3 kW	18 años	23 años	43 años	+ 50 años
2 kW	15 años	18 años	24 años	+ 50 años

Tabla 31, 32 y 33. Años de recuperación de la inversión en Pontevedra en función de la tarifa

- Años de recuperación para Burgos

	Tasa de descuento utilizada			
TUR (€)	k = 0,03	k = 0,05	k = 0,07	k= 0, 1
4 kW	18 años	24 años	47 años	+ 50 años
3 kW	15 años	18 años	24 años	+ 50 años
2 kW	12 años	14 años	16 años	31 años

	Tasa de descuento utilizada			
PVPC fijo (€)	k = 0,03	k = 0,05	k = 0,07	k= 0, 1
4 kW	21 años	29 años	+ 50 años	+ 50 años
3 kW	16 años	19 años	28 años	+ 50 años
2 kW	12 años	14 años	18 años	48 años

	Tasa de descuento utilizada			
PVPC horario (€)	k = 0,03	k = 0,05	k = 0,07	k= 0, 1
4 kW	24 años	36 años	+ 50 años	+ 50 años
3 kW	18 años	24 años	49 años	+ 50 años
2 kW	14 años	18 años	24 años	+ 50 años

Tabla 34,35 y 36. Años de recuperación de la inversión en Burgos en función de la tarifa

- Años de recuperación para Salamanca

	Tasa de descuento utilizada			
TUR (€)	k = 0,03	k = 0,05	k = 0,07	k= 0, 1
4 kW	17 años	22 años	34 años	+ 50 años
3 kW	13 años	16 años	21 años	+ 50 años
2 kW	11 años	13 años	15 años	23 años

	Tasa de descuento utilizada			
PVPC fijo (€)	k = 0,03	k = 0,05	k = 0,07	k= 0, 1
4 kW	19 años	25 años	+ 50 años	+ 50 años
3 kW	14 años	18 años	24 años	+ 50 años
2 kW	12 años	13 años	16 años	29 años

	Tasa de descuento utilizada			
PVPC horario (€)	k = 0,03	k = 0,05	k = 0,07	k= 0, 1
4 kW	22 años	31 años	+ 50 años	+ 50 años
3 kW	17 años	21 años	34 años	+ 50 años
2 kW	14 años	16 años	21 años	+ 50 años

Tabla 37,38 y 39. Años de recuperación de la inversión en Salamanca en función de la tarifa

- Años de recuperación para Madrid

	Tasa de descuento utilizada			
TUR (€)	k = 0,03	k = 0,05	k = 0,07	k= 0, 1
4 kW	17 años	22 años	35 años	+ 50 años
3 kW	14 años	16 años	21 años	+ 50 años
2 kW	11 años	12 años	14 años	22 años

	Tasa de descuento utilizada			
PVPC fijo (€)	k = 0,03	k = 0,05	k = 0,07	k = 0, 1
4 kW	19 años	25 años	+ 50 años	+ 50 años
3 kW	15 años	18 años	24 años	+ 50 años
2 kW	11 años	13 años	16 años	26 años

	Tasa de descuento utilizada			
PVPC horario (€)	k = 0,03	k = 0,05	k = 0,07	k = 0, 1
4 kW	22 años	32 años	+ 50 años	+ 50 años
3 kW	17 años	22 años	35 años	+ 50 años
2 kW	13 años	16 años	20 años	+ 50 años

Tabla 40, 41 y 42. Años de recuperación de la inversión en Madrid en función de la tarifa

- Años de recuperación para Huelva

	Tasa de descuento utilizada			
TUR (€)	k = 0,03	k = 0,05	k = 0,07	k = 0, 1
4 kW	15 años	19 años	27 años	+ 50 años
3 kW	12 años	14 años	17 años	38 años
2 kW	10 años	11 años	12 años	17 años

	Tasa de descuento utilizada			
PVPC fijo (€)	k = 0,03	k = 0,05	k = 0,07	k = 0, 1
4 kW	17 años	22 años	36 años	+ 50 años
3 kW	13 años	15 años	20 años	+ 50 años
2 kW	10 años	12 años	13 años	19 años

	Tasa de descuento utilizada			
PVPC horario (€)	k = 0,03	k = 0,05	k = 0,07	k = 0, 1
4 kW	20 años	27 años	+ 50 años	+ 50 años
3 kW	15 años	19 años	26 años	+ 50 años
2 kW	12 años	14 años	17 años	31 años

Tabla 43, 44 y 45. Años de recuperación de la inversión en Huelva en función de la tarifa

7.8 Conclusiones

Como se puede ver en las tablas, prácticamente no es rentable para ningún caso acometer la instalación fotovoltaica de autoconsumo, ya que los períodos de recuperación son muy elevados.

Cabe recordar, que todos los cálculos de producción fotovoltaica se han realizado en base a la herramienta System Advisor Model, que proporciona dicha producción fotovoltaica horaria y anual en base a datos de entrada como la radiación y las características de la instalación a partir de catálogos existentes dentro de la misma herramienta. Los datos de radiación proceden de la base de datos de EERE (Departamento de Eficiencia Energética y Energías Renovables de Estados Unidos) [80].

La zona de la instalación afecta al plazo de recuperación de la inversión, si bien, en la mayoría de casos con períodos de recuperación razonables, la máxima diferencia que se tiene entre una zona y otra es de 4 años. Teniendo en cuenta que normalmente, la vida útil de las instalaciones fotovoltaicas está cercana a los 30 años, períodos de recuperación cercanos a 10 años pueden otorgar cierta seguridad al inversor a la hora de recuperar el dinero invertido, por tanto, la zona solar juega un papel crucial en los plazos de recuperación de la inversión.

Otro factor a tener en cuenta es el modelo de tarifa que interviene en los términos de energía que afectan a la instalación fotovoltaica de autoconsumo. Como se puede ver en las tablas, el sistema con el que se recupera antes la inversión es el modelo TUR basado en subastas y usado hasta la entrada en vigor del PVPC. Sin embargo, no existe mucha diferencia entre este modelo y el modelo PVPC con tarifas fijas de energía. En cambio, el modelo menos aconsejable es el PVPC con valores de coste de energía horarios (este modelo requiere contadores digitales), cuyo ahorro económico anual producido al instalar el sistema fotovoltaico es más bajo y, por tanto, tiene mayor plazo de recuperación de la inversión.

Con el consumo tipo previsto de la vivienda unifamiliar analizada, el caso más favorable sería plantear una instalación fotovoltaica de 2 kW de potencia, ya que para potencias superiores los períodos de recuperación serían altos, aunque como se ha dicho anteriormente, sería ilógico plantearse la instalación al no tener unos períodos de recuperación que garanticen con total seguridad la recuperación de la inversión, ya que cualquier cambio en la regulación o en los precios de la energía podría afectar directamente a la instalación y hacerla totalmente inviable.

Po tanto, se puede afirmar, que con el actual marco retributivo para las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo sumado a la incertidumbre regulatoria que se vive en el sector con la posible aparición del peaje de respaldo, no sería lógico, a día de hoy, realizar ninguna instalación fotovoltaica como medida de ahorro energético para una vivienda unifamiliar con un consumo tipo, como el previsto por los perfiles de demanda existentes en Red Eléctrica, debido al riesgo que se tiene de no poder recuperar la inversión.

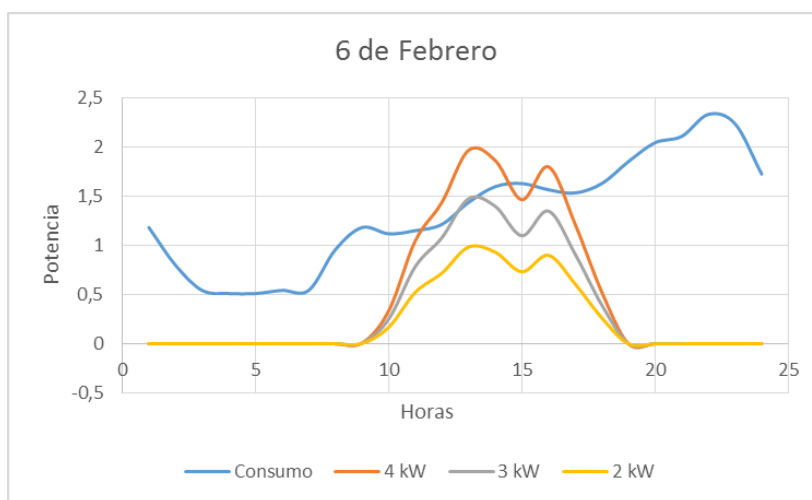
Además, hay que añadir que no se ha tenido en cuenta el “peaje de respaldo” que aparece en el último borrador de Real Decreto sobre autoconsumo, que, como hemos visto en el apartado 7.6 desincentivaría totalmente la instalación, al no producirse prácticamente ningún tipo de ahorro anual considerable con su inclusión.

8. ANÁLISIS Y COMPARACIÓN DE RESULTADOS

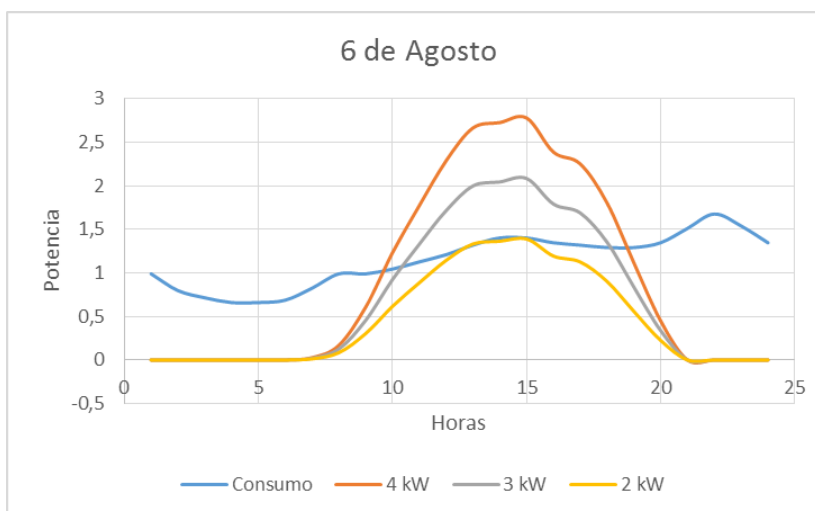
8.1. Análisis producción-consumo

En este apartado se va a comparar la producción fotovoltaica de la instalación para una potencia de 4, 3 y 2 kW frente a la curva de consumo de la vivienda, obtenida por los perfiles de Red Eléctrica. Este análisis se va a hacer para cada una de las zonas analizadas. La finalidad de este análisis es ver cómo influye el dimensionamiento de la instalación, con el fin de poder sacar conclusiones respecto a si la instalación puede estar sobredimensionada o no frente a la demanda de la vivienda. Los días elegidos para hacer este análisis corresponden a un día de verano y otro de invierno típicos escogidos al azar.

- Producción – consumo Pontevedra

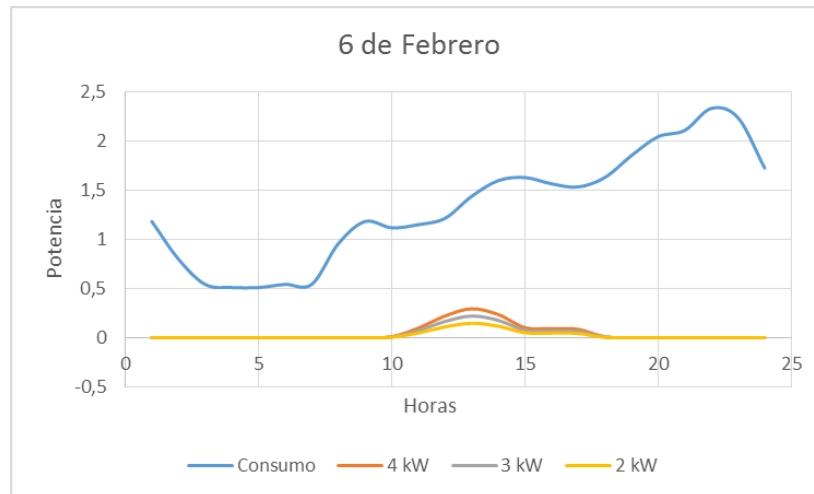


Gráfica 60. Análisis producción-consumo Pontevedra invierno

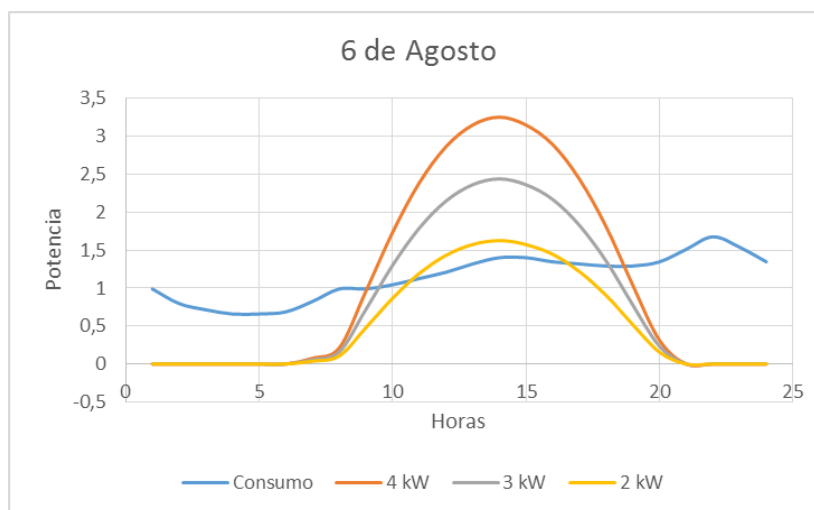


Gráfica 61. Análisis producción-consumo Pontevedra verano

- Producción – consumo Burgos

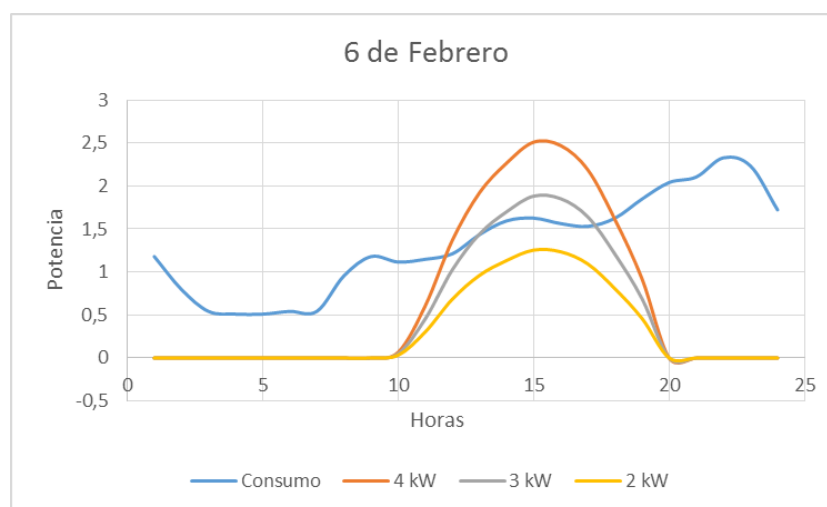


Gráfica 62. Análisis producción-consumo Burgos invierno

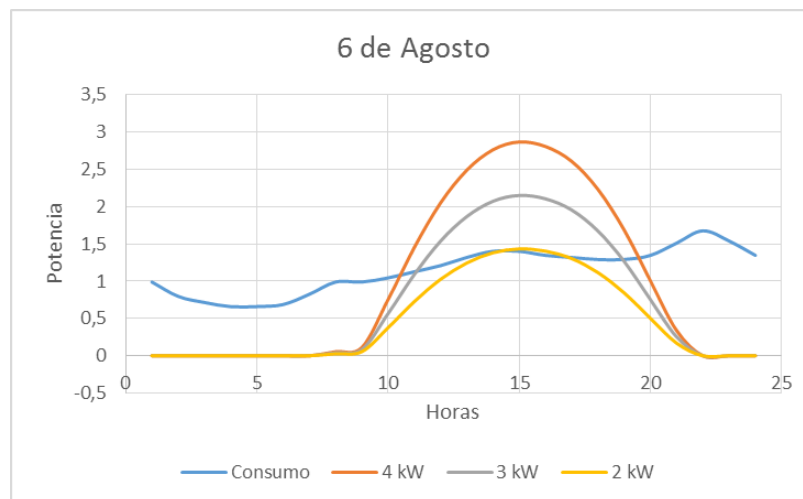


Gráfica 63. Análisis producción-consumo Burgos verano

- Producción – consumo Salamanca

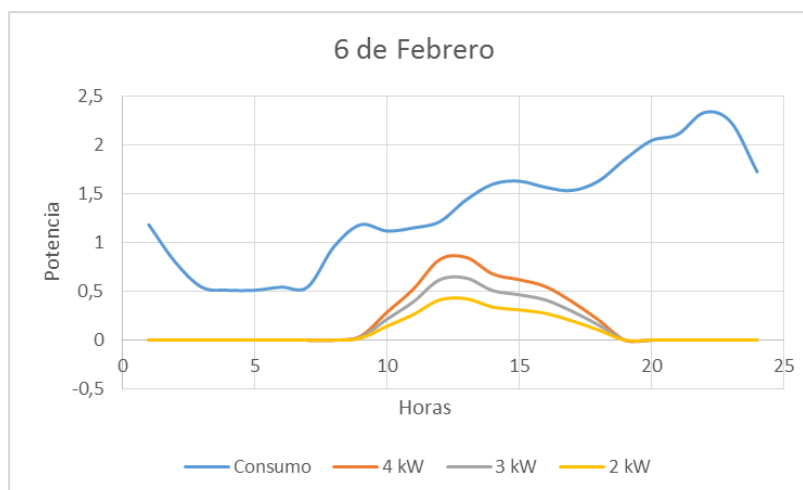


Gráfica 64. Análisis producción-consumo Salamanca invierno

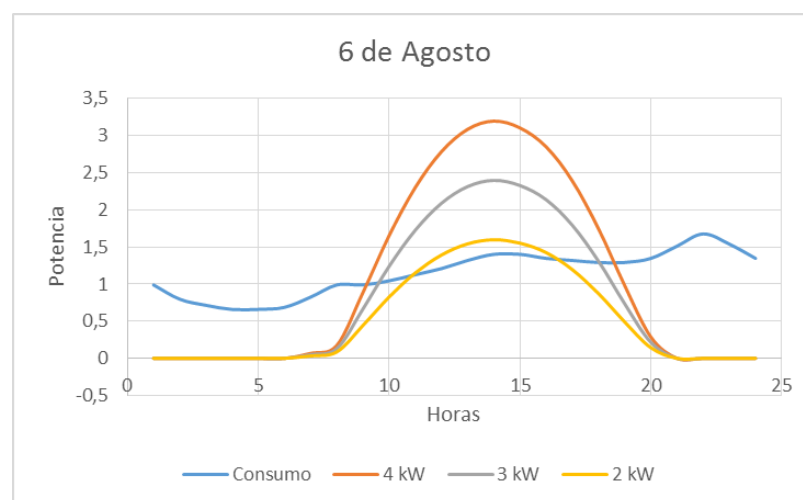


Gráfica 65. Análisis producción-consumo Salamanca verano

- Producción – consumo Madrid

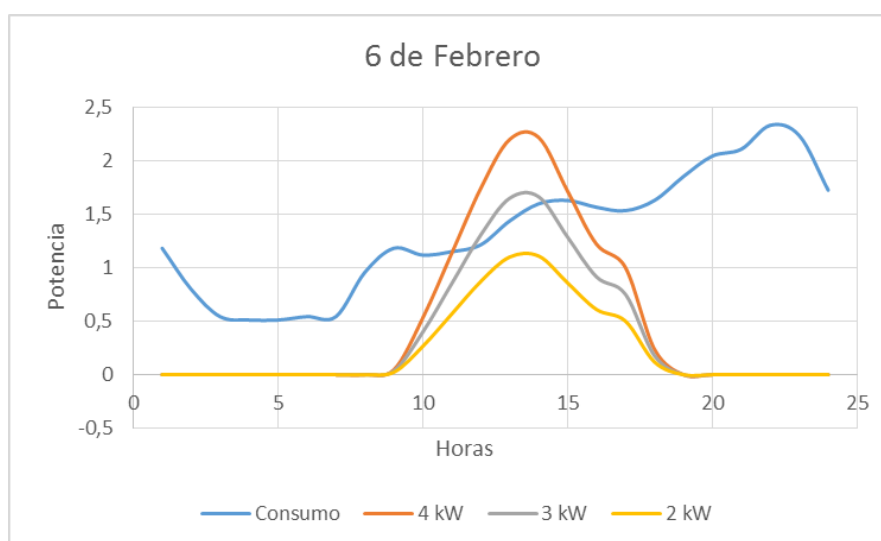


Gráfica 66. Análisis producción-consumo Madrid invierno

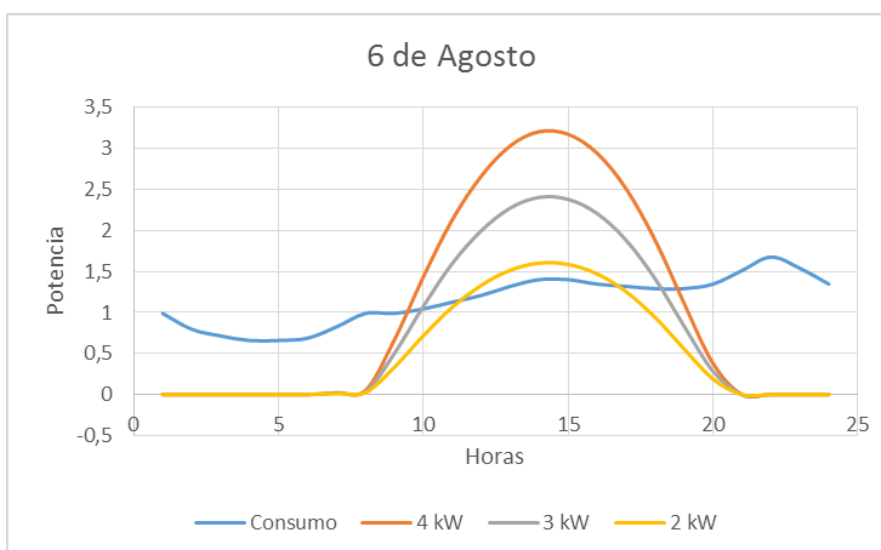


Gráfica 67. Análisis producción-consumo Madrid verano

- Producción – consumo Huelva



Gráfica 68. Análisis producción-consumo Huelva invierno



Gráfica 69. Análisis producción-consumo Huelva verano

- Conclusiones

Como se puede ver en las gráficas existen muchas similitudes entre las curvas de producción-consumo en los días de verano para cada zona estudiada, si bien es cierto que en las zonas con más radiación el pico de producción es mayor.

Sin embargo, en los días de invierno se aprecian ciertas diferencias. Estas desviaciones se deben a la cantidad de recurso solar existente en los días de invierno analizados. Por ejemplo, se puede apreciar que en Burgos, la cantidad de recurso existente para el 6 de febrero fue muy baja, debido a que coincidió con un día donde apenas apareció el sol.

Para los días de invierno analizados en las zonas de Madrid y Pontevedra, la curva de producción presenta algunas desviaciones, respecto a la curva ideal de un día de verano. Como se ha dicho anteriormente, estos desvíos corresponden a las variaciones de recurso solar existentes en el día.

Curiosamente, en los días de invierno analizados en las zonas de Madrid (zona IV) y Burgos (zona II), se genera menor producción fotovoltaica que las zonas anteriores de Salamanca (zona III) y Pontevedra (zona I), respectivamente. De hecho, en el día particular analizado, existía mayor recurso solar en Pontevedra (zona I), que en Madrid (zona IV).

Por otro lado, y como principal conclusión que se puede obtener al analizar dichas gráficas, es que la instalación más adecuada de las analizadas para los consumos de la vivienda, sería la instalación de 2 kW de potencia, ya que instalaciones superiores estarían sobredimensionadas respecto al consumo.

Bajo el actual marco regulatorio español de autoconsumo, donde el Balance Neto no está considerado, los excedentes producidos por la instalación fotovoltaica en momentos de mayor producción respecto al consumo de la vivienda, son vertidos a la red sin ningún tipo de contraprestación económica ni aprovechamiento para el consumidor. En el caso de que estuviera regulado el Balance Neto, estos excedentes podrían ser aprovechados en momentos en los que no hubiera suficiente producción.

8.2. Período de recuperación de la inversión con Balance Neto

Como en el apartado 7.7, se va a proceder a analizar los períodos de recuperación de la inversión para cada una de las zonas y modelos tarifarios estudiados, pero en este caso teniendo en cuenta los ingresos económicos anuales producidos y calculados en el apartado 7.4, de forma que se remunerará toda la energía producida por la instalación fotovoltaica.

La finalidad principal de este análisis es analizar los beneficios que tendría el consumidor en el caso de que se incentivara toda la producción fotovoltaica y obtener conclusiones claras acerca de la influencia del recurso solar y las ventajas o inconvenientes del cambio de modelo de tarifa.

Las hipótesis y herramientas utilizadas para los cálculos del período de recuperación de la inversión son los mismos que los utilizados en el apartado 7.7 y que no tienen en cuenta el peaje de respaldo. En las siguientes tablas se muestra el período de recuperación de la inversión, en función de la zona estudiada y el modelo de tarifa analizado:

- Años de recuperación

	Tasa de descuento utilizada			
TUR (€)	k = 0,03	k = 0,05	k = 0,07	k = 0, 1
Zona I	12 años	13 años	16 años	30 años
Zona II	11 años	13 años	15 años	24 años
Zona III	11 años	12 años	14 años	22 años
Zona IV	10 años	11 años	13 años	19 años
Zona V	9 años	10 años	11 años	15 años

	Tasa de descuento utilizada			
PVPC fijo (€)	k = 0,03	k = 0,05	k = 0,07	k = 0, 1
Zona I	13 años	15 años	20 años	+ 50 años
Zona II	12 años	14 años	18 años	40 años
Zona III	12 años	14 años	16 años	31 años
Zona IV	11 años	13 años	15 años	24 años
Zona V	10 años	11 años	13 años	18 años

	Tasa de descuento utilizada			
PVPC horario (€)	k = 0,03	k = 0,05	k = 0,07	k = 0, 1
Zona I	14 años	17 años	23 años	+ 50 años
Zona II	14 años	16 años	21 años	+ 50 años
Zona III	13 años	16 años	20 años	+ 50 años
Zona IV	12 años	14 años	18 años	47 años
Zona V	11 años	13 años	15 años	24 años

Tabla 46, 47 y 48. Años de recuperación de la inversión con Balance Neto en función de la tarifa

En este caso, la potencia de la instalación no influye significativamente en el período de retorno de la inversión, ya que los ingresos anuales por la producción fotovoltaica son proporcionales según la potencia, al igual que la inversión inicial, donde hay que recordar que se ha supuesto a 1,5€/Wp.

Cabe recordar también, que esta retribución económica prevista para la producción fotovoltaica se ha considerado con una remuneración igual al término de energía variable de la tarifa correspondiente, es decir, la parte de la tarifa eléctrica que representa los kWh consumidos en la vivienda.

De estas gráficas, se puede obtener la conclusión de que a medida que se cambia a una zona climática mayor, los años de recuperación disminuyen, independientemente del modelo de tarifa analizado, es decir, a mayor energía producida mediante la instalación fotovoltaica, menores son los años de recuperación.

Como se puede ver existen algunas diferencias en los años de recuperación de la inversión, con respecto a la situación actual en el país (y sin contar con el peaje de respaldo). Para las producciones fotovoltaicas obtenidas a través de SAM y los perfiles de consumo previstos a través de Red Eléctrica, se prevén unos años de recuperación coherentes, que incentivarían a los consumidores con este tipo de características a apostar por la tecnología fotovoltaica, para así poder ahorrar en su factura y convertir su vivienda en un modelo de eficiencia energética.

8.3 Comparación con otras modalidades de Balance Neto

En este apartado se van a comparar las principales características del proyecto de Real Decreto sobre autoconsumo con Balance Neto publicado en noviembre de 2011, con algunos de los principales países analizados en el apartado 4. En este caso se trata de: Alemania, Italia, Francia, Reino Unido y California (USA).

- Sistema de tarifas

Países	Sistema de tarifas
España	Derechos diferidos + Disminución peajes de acceso + Ahorro factura
Alemania	FIT + Incentivo al autoconsumo + Ahorro factura
Italia	FIT + Prima Energía vertida + Prima energía consumida + Ahorro factura
Francia	FIT por producción + (Autoconsumo o Exportación Neta) + Ahorro factura
Reino Unido	FIT + tarifa importación + tarifa exportación + Ahorro factura
California (USA)	Net Excess Generation + Retribución dchos. no consumidos + Ahorro factura

Tabla 49. Comparación del sistema de tarifas por países

- Potencia máxima de las instalaciones

Países	Potencia máxima de las instalaciones de autoconsumo
España	100 kW
Alemania	500 kW
Italia	200 kW
Francia	100 kW
Reino Unido	5 MW
California (USA)	1 MW si no supera la demanda pico un 5%

Tabla 50. Comparación de la potencia máxima de las instalaciones por países

- Modalidad de excedentes y plazo para hacer uso de los mismos

Países	Modalidad de excedentes y plazo
España	Derechos diferidos: 12 meses
Alemania	Excedentes retribuidos económicamente
Italia	Ritiro Dedicato: Excedentes retribuidos económicamente
Francia	Excedentes retribuidos económicamente
Reino Unido	Excedentes retribuidos económicamente
California (USA)	Remuneración económica por excedentes: 12 meses

Tabla 51. Comparación de la modalidad de excedentes y el plazo por países

- Titularidad de las instalaciones

Países	Titularidad de las instalaciones
España	Individual
Alemania	Individual y compartida sólo en conexiones directas
Italia	Individual y compartida para el caso de consumidores domésticos
Francia	Individual
Reino Unido	Individual
California (USA)	Compartida

Tabla 52. Comparación de la titularidad de las instalaciones por países

- Sistemas de medición de la energía

Países	Sistemas de medición de la energía
España	Dos contadores unidireccionales
Alemania	Dos contadores: uno bidireccional y otro unidireccional
Italia	Dos contadores: uno bidireccional y otro unidireccional
Francia	Dos contadores unidireccionales
Reino Unido	Contadores inteligentes
California (USA)	Contadores inteligentes

Tabla 53. Comparación de los sistemas de medición de la energía por países

8.4 Comparación con modelo UNEF

En este apartado se va a analizar la propuesta de UNEF de Balance Neto que elaboró en febrero de 2013 [84] y se va a comparar con el proyecto de Real Decreto sobre Balance Neto.

La propuesta de UNEF un modelo de Balance Neto en el que el consumidor-productor (prosumidor según la propuesta) inyecte los excedentes fotovoltaicos generados a la red, es decir, la energía producida por encima del nivel de consumo instantáneo, recibiendo unos créditos de energía por los mismos. Cuando la energía generada por la instalación en un mes, sea inferior a la consumida en ese mismo período, la diferencia será cubierta por los créditos de energía generados, si es que hubiera. En el caso de que se hayan agotado los créditos, la energía necesaria de la red para el consumo será pagada al precio establecido, como si fuera un consumidor normal.

Esta propuesta no contempla que se pueda originar un crecimiento descontrolado de las instalaciones de autoconsumo, ya que el consumidor-productor que instale un sistema fotovoltaico de balance neto nunca va a cobrar por la energía que no consuma y por tanto no tiene sentido sobredimensionar las instalaciones.

Además, para despejar cualquier duda, UNEF propone un sistema de cupos de potencia anual a partir de la aprobación de un marco normativo adecuado y de acuerdo con el modelo siguiente:

Año	1	2	3	4	5	6	7	8
Cupo de potencia (MW)	200	300	400	400	400	400	400	400

Tabla 54. Mecanismo de cupos de potencia anuales

Según la UNEF, el mecanismo sería análogo al establecido con los cupos de potencia fotovoltaica en el RD1578/08 (mecanismos de traspaso, creación de registros, etc.), con la diferencia de que los cupos se irían rellenando en función de la puesta en marcha de las instalaciones y no de su inscripción previa en un registro. Manteniendo de esta forma los cupos propuestos, el autoconsumo no alcanzaría a cubrir el 1% de la demanda total en los cinco años siguientes.

Los peajes de término de potencia no se verían afectados y los peajes correspondientes al término de energía deberían ajustarse al uso real que haría el sistema, es decir, se pagaría un porcentaje en función del uso real que se hace de la red, por lo que el modelo propuesto

por la UNEF respetaría la estructura tarifaria actual. Además podrá haber propietarios diferentes de la instalación fotovoltaica y de la superficie donde se ubica.

La comparación del borrador de Real Decreto y el modelo definido por la UNEF, se puede ver en la siguiente tabla, donde se analizan las principales características:

Concepto	Borrador de RD	Modelo UNEF
Límite de potencia a instalar	100 kW	La potencia contratada
Concepto de autoconsumo instantáneo	Se genera y se consume en el mismo momento	Generación y consumo en período interlecturas
Plazo de los créditos energéticos	12 meses	12 meses
Retribución por el exceso de energía anual	No	No
Peaje a pagar por el neto de energía consumida	Íntegro	Íntegro

Tabla 55. Comparación de Balance Neto entre el borrador de Real Decreto y el modelo de UNEF

Así pues y, según la presente propuesta, este modelo fomentaría tanto el desarrollo del autoconsumo con balance neto como la correcta retribución a las redes de distribución.

9. CONCLUSIONES

Según los resultados obtenidos en este proyecto, se puede afirmar que la entrada en vigor del “peaje de respaldo” supondría una gran barrera para la realización de instalaciones fotovoltaicas destinadas al autoconsumo y al ahorro de energía. Y es que, con la creación de este peaje, se penalizaría al consumidor que quiere ahorrar en su factura eléctrica y apostar por un modelo de eficiencia energética dentro de su propio hogar.

Por tanto, el peaje de respaldo convierte en económicamente inviable las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo con conexión a red. Como hemos visto en el apartado 7.7, la inversión en la instalación fotovoltaica, sin contar con el peaje de respaldo, ya requería un plazo amplio de recuperación, pero es que con la inclusión de este peaje, el consumidor recuperaría su inversión, en un plazo superior a la propia vida útil de la instalación, es decir, bastante más alejado de los 30 años de vida útil.

Con el actual marco normativo de autoconsumo y unido a la incertidumbre regulatoria que vive el sector fotovoltaico con la posible aparición del peaje de respaldo, no sería lógico, a día de hoy, realizar ninguna instalación fotovoltaica como medida de ahorro energético para una vivienda residencial unifamiliar con un consumo tipo como el previsto en el presente proyecto, debido al riesgo que se tiene de no poder recuperar la inversión.

De las instalaciones propuestas en el presente proyecto, la instalación más recomendable de realizar con el actual marco normativo sería la de 2 kW de potencia nominal, ya que permite aprovechar y rentabilizar la mayor parte de la producción fotovoltaica, produciendo pocos excedentes los cuales se inyectarían en la red sin ningún tipo de compensación económica. De hecho en los análisis realizados en el apartado 7.7 y 8.2 se puede ver que, para las instalaciones de 2 kW de potencia, los plazos de recuperación de la inversión, bajo el actual marco normativo y bajo una normativa de balance neto, son parecidos, gracias a ese mayor aprovechamiento de la producción fotovoltaica.

En cambio, para las instalaciones fotovoltaicas de mayor potencia, sí que se pueden apreciar grandes diferencias en los plazos de recuperación, bajo la contemplación de las distintas normativas, ya que considerando una normativa de Balance Neto, se obtienen unos plazos de recuperación de la inversión razonables por debajo de los 15 años para unas condiciones (tasas de descuento, modelos de tarifas y ubicación geográfica) favorables.

En una comparación con los modelos de tarifa estudiados, se ha podido comprobar que con la entrada del modelo PVPC se ha reducido la parte de energía de la factura eléctrica, al disminuir los costes asociados al consumo de energía. Sin embargo, en una comparación de los ahorros económicos producidos por la instalación según el modelo de tarifa (apartado 7.4), estos ahorros han sido menores con el modelo de tarifa PVPC y, especialmente en el caso horario (con contadores digitales), debido a la menor diferencia entre lo que el consumidor pagaba sin la instalación fotovoltaica y con ella.

Así pues, actualmente, la única forma de autoconsumo que se contempla en la actual regulación, es el autoconsumo instantáneo (con la incertidumbre de una posible aprobación del peaje de respaldo), paralizando de esta forma un mayor desarrollo del autoconsumo y de la tecnología fotovoltaica para el sector residencial en España. Por el contrario, en varios países europeos y no europeos, se han promovido de forma reciente mecanismos de autoconsumo, como los mecanismos puros de medición neta (Bélgica, Holanda, etc.) o los mecanismos que promueven el consumo instantáneo de la energía producida con la gran diferencia de no tener que abonar peajes por dicha energía producida.

En comparación con el resto de países analizados, España es uno de los países con las tarifas, para consumidores residenciales, más altas de la UE, lo que junto con el decrecimiento de los costes de la tecnología fotovoltaica en los últimos años, a pesar de tratarse de uno de los países con menor descenso de costes, ha favorecido el alcance de la paridad de red.

Alcanzar la paridad de red representa una gran oportunidad para desarrollar un marco normativo fotovoltaico adecuado basado en el autoconsumo que convierta a la generación distribuida y a la tecnología fotovoltaica en una apuesta firme de desarrollo. Sin embargo, el desarrollo del autoconsumo en España, para el sector residencial, aún no se ha producido, al no existir un marco normativo adecuado para que se produzca.

España ha jugado un papel relevante en el desarrollo de la tecnología fotovoltaica a nivel mundial, siendo uno de los primeros países en desarrollar una industria de células solares y módulos fotovoltaicos y participando a día de hoy en esta evolución de la tecnología, que está provocando una disminución de costes y un aumento de la competitividad del sector.

Además, se espera que esta evolución de costes pueda seguir disminuyendo en los próximos años, donde el silicio cristalino va a tener un papel protagonista en el desarrollo de la tecnología fotovoltaica, si se consigue aumentar la eficiencia de las células como ha ocurrido en los últimos años.

A día de hoy, la energía fotovoltaica puede competir con cualquier fuente de energía. La tecnología fotovoltaica ocupa una posición destacada en la mayoría de países. Tanto es así, que como hemos visto en el apartado 4, en la mayoría de países se ha alcanzado, o próximamente se va a alcanzar, la paridad de red. No obstante, como la curva de generación fotovoltaica no coincide con la curva de demanda en la mayoría de los casos, es necesaria una regulación adecuada para permitir el uso diferido de los excedentes producidos por la instalación y obtener un mejor aprovechamiento.

En términos generales, la experiencia de otros países que ya han puesto en marcha modelos de autoconsumo con balance neto, ha demostrado que este tipo de esquemas ha desarrollado la penetración de la tecnología fotovoltaica, reduciendo la dependencia energética del país y las facturas eléctricas de los consumidores, y promoviendo la eficiencia energética y la sostenibilidad ambiental.

Curiosamente, países con menor recurso solar que España, se han convertido en líderes en la implementación y promoción de la energía solar fotovoltaica y del autoconsumo, lo que hace suponer el gran potencial de desarrollo que tienen las instalaciones fotovoltaicas en nuestro país.

Sin embargo, el autoconsumo mediante balance neto, también presenta algunas barreras y desafíos que no han permitido su completo desarrollo como la integración y distribución de costes de las redes y la optimización del sistema eléctrico. Además, hay que recordar, que nunca se debe perder de vista, que este tipo de instalaciones de autoconsumo tienen el objetivo de abaratar la factura eléctrica y promover la eficiencia energética, por lo que su uso y regulación deberá ser el adecuado.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] IEA. International Energy Agency. Special Report on Energy and Climate Change. World Energy Outlook 2014.
- [2] “El reporte Brundtland”. 25 Junio de 2011. (Consulta: 23 de Enero 2015). Disponible en <http://sustentabilidadydesarrollo.com/2011/06/25/82/>
- [3] Alonso Garrido, Agustín. “La energía como elemento esencial del desarrollo”. 2012
- [4] IEA. International Energy Agency. World Energy Outlook 2013
- [5] UNFCCC. United Nations Framework Convention on Climate Change. Protocolo de Kyoto. 1998
- [6] European Commission. Climate Action. The 2020 climate and energy package
- [7] European Commission. Climate Action. 2030 framework for climate and energy policies
- [8] European Commission. Climate Action. Roadmap for moving to a low-carbon economy in 2050
- [9] European Commission. Energy. Strategic Energy Technology Plan (Set-Plan)
- [10] European Commission. Horizon 2020. The EU Framework Programme for Research and Innovation
- [11] REE. Red Eléctrica de España. Informe del Sistema Eléctrico Español. 2013
- [12] Observatorio de Energía y Sostenibilidad en España. Informe basado en indicadores. Edición 2013
- [13] Ministerio de Industria, Turismo y Energía. La energía en España, 2013
- [14] Mateu, Carlos. “¿Qué es la generación distribuida?” Julio de 2012. (Consulta: 30 Enero 2015). Disponible en <http://www.suelosolar.es/>
- [15] Treballe, David. La generación distribuida en España. Tesis de Máster. Universidad Pontificia de Comillas (Madrid). 1 de Enero de 2006
- [16] Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico
- [17] UNEF. Informe Anual 2014. “La energía fotovoltaica conquista el mercado”
- [18] Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico
- [19] Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales
- [20] Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica
- [21] Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial
- [22] Guía Técnica de aplicación al Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. BT-40: Instalaciones generadoras de baja tensión.
- [23] Código Técnico. Documento Básico HE Ahorro de Energía. Septiembre de 2013
- [24] Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia

- [25] Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero
- [26] Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.
- [27] Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico
- [28] Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos
- [29] Orden IET/1045/2014, de 16 de junio
- [30] IDAE. Dirección de Energías Renovables. Análisis de viabilidad de un modelo de Balance Neto para instalaciones FV en viviendas. Enero de 2011
- [31] Eclareon. PV Grid Parity Monitor. Comercial Sector 1st issue. Marzo 2014
- [32] Dirección de Energía Eléctrica CNMC Abril 2014
- [33] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Secretaría de Estado de Energía. Proyecto de Real Decreto por el que se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de la modalidad de suministro de energía eléctrica con Balance Neto. 2011
- [34] Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Propuesta de Real Decreto por el que se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. 18 de julio de 2013
- [35] Creara. PV Grid Parity Monitor. Residential Sector 3rd issue. Febrero 2015
- [36] Directiva Europea 2009/28/CE del parlamento europeo y del consejo de 23 de abril del 2009
- [37] EPIA. Global Market Outlook. For photovoltaics 2014-2018. Junio 2014.
- [38] EPIA. Self Consumption of PV Electricity. Julio 2013
- [39] Energía solar fotovoltaica. (Consulta: 5 Marzo 2015). Disponible en http://es.wikipedia.org/wiki/Energía_solar_fotovoltaica
- [40] REVE. Revista Eólica y del Vehículo Eléctrico. “Energías renovables: Energía solar fotovoltaica produjo en Alemania la mitad de la electricidad el 9 de junio”. 22 de Junio de 2014
- [41] Díaz, Tomás. “¡Vade retro, batería!”. 9 de Mayo de 2013. (Consulta: 8 Marzo 2015). Disponible en <http://www.energias-renovables.com>
- [42] de Arriba Rodríguez, Rubén. “Análisis del suministro de energía eléctrica por Balance Neto”. Trabajo Fin de Máster. Universidad de Salamanca. 2013
- [43] “¿Qué es la Feed-In Tariff?”. Martín Cagliani. 14 Agosto 2012. (Consulta 18 Marzo 2015). Disponible en <http://sustentator.com/blog-es/blog/2012/08/14/que-es-la-feed-in-tariff/>
- [44] “El camino hacia el autoconsumo por Balance Neto en Europa: Algunas ideas para España”. Marzo de 2012. (Consulta: 22 Marzo 2015). Disponible en <http://www.suelosolar.es>

- [45] ICEX. Energía solar fotovoltaica en Reino Unido. Febrero de 2014
- [46] “La fotovoltaica se dispara en Reino Unido, con la instalación de más de 400 MW en lo que va de 2015”. Abril de 2015. (Consulta: 23 Marzo 2015). Disponible en <http://www.energynews.es>
- [47] “Export Tariffs”. (Consulta: 23 Marzo 2015). Disponible en <http://www.fitariffs.co.uk/FITs/principles/export/>
- [48] ICEX. El mercado de la energía solar en Francia. Agosto de 2011
- [49] “Chiffres & statistiques”. Commissariat Général au développement durable. Agosto de 2014. N°551. (Consulta: 25 Marzo 2015). Disponible en <http://www.photon.info/>
- [50] “La energía solar en Bélgica crece en contra de la corriente”. (Consulta: 27 Marzo 2015). 22 de febrero de 2012. <http://quenergia.com/energias-renovables>
- [51] “El balance neto en España y en otros países de Europa y América”. 23 de diciembre de 2011. (Consulta 10 de abril de 2015). Disponible en <http://www.blogenergiasostenible.com>
- [52] “Portugal sí apuesta por el autoconsumo”. 2 de Abril de 2015. (Consulta 15 Abril 2015). Disponible en <http://www.energias-renovables.com>
- [53] “Portugal ya ha aprobado el decreto de autoconsumo con balance neto y cambios en el pago de primas”. (Consulta: 15 Abril 2015) 20 de Noviembre de 2014. Disponible en <http://www.solarsostenible.org>
- [54] IEA PVPS. Snapshot of Global PV Markets 2014. Marzo 2015.
- [55] Simón Ferosell, Ruth. “La energía solar fotovoltaica se abre paso en Brasil”. Enero de 2014. (Consulta: 25 Abril 2015). Disponible en <http://www.suelosolar.es>
- [56] “Entra en vigor el balance neto hogareño”. 22 de Diciembre de 2012. (Consulta: 25 Abril 2015). Disponible en <http://www.energias-renovables.com/>
- [57] REVE. Revista Eólica y del Vehículo Eléctrico. “Energías renovables: Energía solar fotovoltaica despega en México”. 22 de Noviembre de 2014
- [58] “La normativa de net metering en México”. (Consulta: 26 Abril 2015). Disponible en <http://www.sitiosolar.com/la-normativa-de-net-metering-en-mexico/>
- [59] REVE. Revista Eólica y del Vehículo Eléctrico. “Chile impulsa la energía solar fotovoltaica y termosolar en un mercado libre sin primas”. 31 de Agosto de 2014
- [60] Otiniano Pulido, Carlos. “La fotovoltaica española, a la conquista de Chile”. 24 de Septiembre de 2014. (Consulta 27 Abril 2015). Disponible en <http://www.cincodias.com/>
- [61] “Netmetering en Chile. La ley 20571”. (Consulta 27 Abril 2015). Disponible en <http://www.sitiosolar.com/netmetering-en-chile-la-ley-20571/>
- [62] Mateu, Carlos. “Generación distribuida, balance neto y redes inteligentes”. Abril de 2012. (Consulta: 29 Abril 2015). Disponible en <http://www.suelosolar.com/>
- [63] IDAE. Plan de Energías Renovables 2011-2020. 11 de Noviembre de 2011.
- [64] Historia de la energía fotovoltaica. (Consulta: 2 Mayo 2015) Disponible en http://opex-energy.com/fotovoltaica/historia_fotovoltaica.html

- [65] Perpiñán Lamigueiro, Óscar. Energía Solar fotovoltaica. Versión 1.8 Marzo de 2015, pp. 43-86. (Consulta: 3 Mayo 2015). Disponible en <http://oscarperpinan.github.io/esf/ESF.pdf>
- [66] PV FAQs. “What is the energy payback for PV” (Consulta: 5 Mayo 2015). Disponible en <http://www.nrel.gov/docs/fy05osti/37322.pdf>
- [67] “Tres generaciones de celdas solares”. (Consulta: 5 Mayo 2015). Disponible en <http://www.esco-tel.com>
- [68] Balenzategui Manzanares, José Lorenzo. Tecnología de células solares de silicio cristalino. Escuela de Organización Industrial. Publicado online 20 de Agosto de 2010, pp. 6-14. (Consulta: 5 Mayo 2015). Disponible en: <http://www.eoi.es/savia/documento/eoi-45345/tecnologia-de-celulas-solares-de-silicio-cristalino>
- [69] Carr, Geoffrey. “Sunny uplands”. 21 de Noviembre de 2012 (Consulta: 6 Mayo 2015) Disponible en <http://www.economist.com/news/21566414-alternative-energy-will-no-longer-be-alternative-sunny-uplands>
- [70] “Tecnologías fotovoltaicas en la actualidad”. (Consulta 6 Mayo 2015). Disponible en http://ocw.unia.es/ciencias-tecnologicas/tecnologia-de-celulas-y-modulos-fotovoltaicos/Materiales/ud2/unidad-2.-tecnologias-fotovoltaicas/skinless_view#nuevosconceptos
- [71] “¿Cómo funciona la energía solar fotovoltaica?”. 31 de Enero de 2012. (Consulta: 8 Mayo 2015). Disponible en <http://twenergy.com/>
- [72] “¿Cuánta energía consume una casa?”. 9 de Febrero de 2012. (Consulta: 10 Mayo 2015). Disponible en <http://www.ocu.org/>
- [73] Resolución de 26 de diciembre de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el perfil de consumo y el método de cálculo, a efectos de liquidación de energía, aplicables para aquellos consumidores tipo 4 y tipo 5 que no dispongan de registro horario de consumo, según el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, para el año 2015
- [74] CNMC blog. “Factura de la luz: dónde va cada euro que pagamos”. 5 de Febrero 2014. (Consulta: 12 Mayo 2015). Disponible en <http://cnmcblog.es/>
- [75] Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica
- [76] Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación
- [77] “¿Cómo funciona la subasta eléctrica o la subasta de precios en Cesur?”. 23 de diciembre de 2013. (Consulta: 14 Mayo 2015). Disponible en <http://www.elblogsalmon.com/>

- [78] Red Eléctrica de España. (Consulta: 15 Mayo 2015). Disponible en <http://www.esios.ree.es/web-publica/>
- [79] Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico
- [80] EERE. EnergyPlus Energy Simulation Software
- [81] Comisión Nacional de Energía (CNE). Informe 19/2013 de la CNE sobre la propuesta de Real Decreto por el que se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. 4 de Septiembre de 2013
- [82] “Siete gráficos para ponerse al día en fotovoltaica”. 22 de Diciembre de 2014. (Consulta: 18 Mayo 2015). Disponible en <http://www.lamarea.com/2014/12/22/siete-graficos-para-ponerse-al-dia-en-fotovoltaica/>
- [83] “Energía solar fotovoltaica para autoconsumo. ¿Es el momento?”. 26 de Febrero de 2013. (Consulta: 19 Mayo 2015). Disponible en <http://www.ennaranja.com/para-ahorradore/>
- [84] Donoso Alonso, José. UNEF. “Propuesta de UNEF de Balance Neto” 27 de febrero de 2013